



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

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO E HÍDRICO
PARA UNA COMUNA SUSTENTABLE EN EL NORTE DE CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

CRISTÓBAL IGNACIO DONOSO ZEREGA

PROFESOR GUÍA:

RAMÓN LUIS FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

ROBERTO HERNÁN ROMÁN LATORRE

PATRICIO JORQUERA ENCINA

SANTIAGO DE CHILE

2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO.
POR: CRISTOBAL IGNACIO DONOSO ZEREGA
FECHA: 10/05/2017
PROF. GUÍA: RAMÓN LUIS FREDERICK GONZÁLEZ.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO E HÍDRICO PARA UNA COMUNA SUSTENTABLE EN EL NORTE DE CHILE

En la actualidad, los combustibles fósiles y el exceso de CO₂ que se produce por la gran combustión de estos es un tema que está presente en todos los países, por lo que en el último tiempo han ido ganando fuerza las energías renovables como una opción real para cubrir las demandas energéticas.

A esto se le agrega la escasez de recursos hídricos en varios sectores del mundo, donde este recurso se hace cada vez más limitado debido al clima y aumento de población. Una de las principales soluciones que se tienen son la desalinización de agua o el tratamiento de aguas dulces no potables.

Estas dos problemáticas se presentan en varias comunas del Norte de Chile, donde existen comunas enteras sin un suministro constante de electricidad o agua potable. Uno de los principales problemas del agua del Norte de Chile son los niveles de arsénico presentes en ella, que sobrepasan la norma.

Una opción que podrían tener estas comunas es ocupar los distintos recursos cercanos a ella para proveer de manera independiente la energía y agua necesaria utilizando distintos tipos de energías renovables, además de una desalinizadora o planta de tratamiento de agua.

Es por esto que el objetivo general es realizar un estudio técnico-económico de una comuna sustentable para proveer energía eléctrica y agua potable. Se consideró una localidad ubicada en el Norte de Chile con población menor a 5.000 habitantes.

Para cumplir este objetivo, lo primero que se hizo fue la recopilación de antecedentes, para luego hacer un listado de las comunas dentro de las primeras 4 regiones de Chile y se estimó para cada una de ellas la poblaciones para el 2016, sus consumos en electricidad-agua y se realizó un mapeo solar-eólico. Con esta información, se preseleccionaron 5 comunas (Putre, Camarones, Pica, Camiña y Colchane) y se investigó la situación en la que se encontraban en electricidad, agua y condiciones geográficas, para así llegar a seleccionar a Colchane como la comuna única para realizar el estudio técnico-económico. Dentro de la comuna de Colchane, se seleccionaron Colchane, Cariquima e Isluga para la instalación de las plantas, ya que son los lugares donde se concentran la población.

Las plantas hídricas dimensionadas ocuparan la tecnología de coagulación-floculación para tratar un flujo de 2,7 L/s en cada uno de los poblados, variando sus horas de funcionamiento para cumplir con la demanda. El precio mínimo al cual se podría vender el m³ de agua potable es entre \$938 y \$939 pesos dependiendo de la localidad.

Las plantas fotovoltaicas dimensionadas tendrán una capacidad de 306 kW, 288 kW y 270 kW para los poblados de Colchane, Cariquima e Isluga, cada una equipada con un banco de baterías de 1,76 MWh para el ciclo diario. El precio mínimo del kWh venido podrá ser de \$88, \$92 y \$98 pesos respectivamente.

Agradecimientos

A mis padres Francisco y Claudia, por darme la vida y haberme apoyado durante ella, intentando aconsejarme desde su experiencia y estar en los momentos que los necesite de manera incondicional.

A mi Nona y Pagua, por estar siempre para mi si las necesite y alegrarse por mis logros.

A mi Nono y Tata que no pudieron ser parte de este final, pero que me dejaron enseñanzas en los momentos que pude vivir con ellos.

A mis hermanos Camilo, Paula y Josefina, que a pesar de no siempre llevarnos de la mejor manera, me tienen paciencia y me apoyan a su manera.

A la Jazmina, por ser como una cuarta hermana y siempre estar para apoyar a mi familia.

A mis amigos de la vida, Mohit, Harsh y Daga, que más me han distraído que ayudado a terminar esta etapa, pero que han sido fundamentales en otros aspectos.

A los amigos que he podido hacer durante este paso por la universidad, que aportaron de una u otra manera, además de tantos momentos vividos en distintos eventos.

A PBP por mantenerme actualizado con las novedades de Chile y el mundo, además de tantas instancias de recreación.

A los integrantes de mi comisión, en especial al profe Ramón, por apoyarme en el desarrollo de mi memoria.

A las personas que fueron parte en algún momento de este camino aportando su granito de arena.

Tabla de Contenido

1	Introducción	1
1.1	Objetivo General	2
1.2	Objetivos Específicos.....	2
1.3	Alcances	2
2	Metodología	3
3	Antecedentes	4
3.1	Situación energética	4
3.1.1	Situación actual	4
3.1.2	Futuro energético.....	5
3.2	Energía solar.....	5
3.2.1	Paneles solares.....	5
3.2.2	Colectores solares.....	5
3.3	Energía eólica.....	7
3.3.1	Turbinas Eólicas de Eje Horizontal.....	7
3.3.2	Turbinas Eólicas de Eje Vertical	8
3.3.3	Turbinas Eólicas Aumentadas por Edificios	9
3.4	Potabilización de agua.....	10
3.4.1	Desalinización por Osmosis inversa.....	11
3.4.2	Potabilización por Coagulación-Floculación	12
3.5	Arsénico	13
3.5.1	Arsénico en el Norte de Chile	14
4	Desarrollo.....	15
4.1	Selección comunas	15
4.1.1	Listado de comunas	15
4.1.2	Estimación población	16
4.1.3	Consumo estimado e información proveedores	16
4.1.4	Mapeo de las regiones	17
4.1.5	Criterios para ir descartando comunas	17
4.1.6	Preselección de 5 comunas.....	17
4.1.7	Selección comuna única.....	26
4.2	Ubicación planta eléctrica e hídrica	26
4.2.1	Caracterización del recurso solar	27

4.2.2	Caracterización del recurso hídrico.....	27
4.2.3	Ubicación de las plantas eléctricas e hídricas dentro de la comuna	29
4.3	Ajuste de consumos para la comuna	30
4.3.1	Consumo domestico	31
4.3.2	Consumo de uso general	31
4.3.3	Consumo iluminación pública.....	32
4.3.4	Reservas hídricas.....	33
4.4	Tecnología Hídrica.....	34
4.4.1	Selección tecnología.....	34
4.4.2	Dimensionamiento tecnología.....	35
4.5	Tecnología para generación eléctrica.....	46
4.5.1	Selección tecnología.....	46
4.5.2	Dimensionamiento tecnología.....	48
5	Evaluación económica.....	57
5.1	Evaluación Planta hídrica.....	57
5.1.1	Costos de inversión	57
5.1.2	Costos Fijos y Variables.....	58
5.1.3	Flujo de caja	59
5.2	Costos planta eléctrica.....	60
5.2.1	Costos de inversión	60
5.2.2	Costos fijos y variables	61
5.2.3	Flujo de caja	62
6	Resultados y Discusión	63
6.1	Planta hídrica.....	63
6.1.1	Aspecto técnico y dimensiones de la planta hídrica.....	63
6.1.2	Aspecto económico	64
6.2	Planta eléctrica	66
6.2.1	Aspecto técnico y dimensiones de la planta solar	66
6.2.2	Aspecto económico	68
6.3	Implementación y efectos de la instalación de las plantas en la comuna.....	70
7	Conclusiones	73
	Bibliografía	76

Anexos.....	77
Anexo A. Programa Zonas Rezagadas	77
Anexo B. Tabla resumen población y consumos	79
Anexo C. Tabla resumen mapeo solar, eólico y proveedores regionales	80
Anexo D. Rango de los Parámetros de Calidad de agua en las Cuenca.....	81
Anexo E. Parámetros de la Canaleta Parshall	82
Anexo F. Memoria de cálculo del Floculador para la planta hídrica ^[25]	83
Anexo G. Memoria de cálculo del Sedimentador para la planta hídrica ^[25]	85
Anexo H. Memoria de cálculo de la Laguna de Lodos para la planta hídrica ^[25]	88
Anexo I. Memoria de cálculo de los Filtros para la planta hídrica ^[25]	90
Anexo J. Ficha técnica Dosificador.....	92
Anexo K. Ficha técnica Estanque almacenador químicos	93
Anexo L. Ficha técnica Bomba	94
Anexo M. Ficha técnica Jar-Test.....	95
Anexo N. Ficha técnica Panel Solar.....	96
Anexo O. Ficha técnica baterías.....	97
Anexo P. Ficha técnica Inversores	98
Anexo Q. Ficha técnica Regulador de Carga	99
Anexo R. Ficha técnica Caja de Combinación.....	100
Anexo S. Paneles en serie y paralelo.....	101
Anexo T. Funciones de estimación de los costos para planta hídrica [26].....	104
Anexo U. Flujo de caja para Planta de Coagulación-Floculación de Colchane.....	106
Anexo V. Flujo de caja para Planta de Coagulación-Floculación de Cariquima	112
Anexo W. Flujo de caja para Planta de Coagulación-Floculación de Isluga	118
Anexo X. Flujo de caja para Planta Fotovoltaica de 306 kW para Colchane	124
Anexo Y. Flujo de caja para Planta Fotovoltaica de 288 kW para Cariquima.....	130
Anexo Z. Flujo de caja para Planta Fotovoltaica de 270 kW para Isluga	136
Anexo A.A. Diagrama planta hídrica para las 3 localidades.....	142
Anexo A.B. Diagrama planta fotovoltaica de 306 kW en Colchane.....	143
Anexo A.C. Diagrama planta fotovoltaica de 288 kW en Cariquima	144
Anexo A.D. Diagrama planta fotovoltaica de 270 kW en Isluga.....	145

Índice de Tablas

Tabla 4.1. Comunas de las I y XV región.	15
Tabla 4.2. Comunas de las II y III región.....	15
Tabla 4.3. Variación estimada por región.	16
Tabla 4.4. Proveedores de electricidad y agua por región.....	16
Tabla 4.5. Posibles comunas a seleccionar.....	17
Tabla 4.6. Resumen comunas.....	26
Tabla 4.7. Radiación global horizontal para cada poblado [17].....	27
Tabla 4.8. Caudales que pasan por cada poblado.....	29
Tabla 4.9. Recursos eléctricos e hídricos para los poblados.	29
Tabla 4.10. Consumo doméstico en electricidad y agua por poblado.	31
Tabla 4.11. Consumo de electricidad para usos generales en los poblados.	32
Tabla 4.12. Consumo de agua para usos generales en los poblados.	32
Tabla 4.13. Consumo de electricidad para la iluminación pública en los poblados.....	32
Tabla 4.14. Reservas eléctricas e hídricas por poblado.....	33
Tabla 4.15. Cantidad diaria extra mínima producida para el almacenamiento hídrico.	33
Tabla 4.16. Total consumos eléctrico e hídricos en cada poblado.	33
Tabla 4.17. Tecnologías para remoción de arsénico y su eficiencia.	34
Tabla 4.18. Costos asociados al tratamiento por Osmosis inversa y Coagulación.....	35
Tabla 4.19. Dimensiones para la toma de agua.....	38
Tabla 4.20. Dimensiones para el tanque de entrada.	38
Tabla 4.21. Dimensiones principales de la Canaleta Parshall.	39
Tabla 4.22. Dimensiones del Floculador.....	40
Tabla 4.23. Dimensiones de Sedimentor.....	40
Tabla 4.24. Dimensiones de la Laguna de lodos.....	41
Tabla 4.25. Dimensiones de los filtros de la planta hídrica.....	42
Tabla 4.26. Dimensiones del estanque de lavado de filtros para la planta hídrica.....	42
Tabla 4.27. Distribución estanques en los poblados.	44
Tabla 4.28. Consumos eléctricos de los equipos asociados a la planta hídrica.	45
Tabla 4.29. Consumos eléctricos diarios para cada planta hídrica.....	45
Tabla 4.30. Especificaciones generales del panel “SUNPOWER E19/320”.	47
Tabla 4.31. Consumo diario y anuales de electricidad para cada poblado.....	48
Tabla 4.32. Resumen valores ingresados a Explorador Solar.	49

Tabla 4.33. Resumen capacidades y estimado de generación para cada poblado.....	50
Tabla 4.34. Cantidad mínima de abastecida con baterías para cubrir demanda.....	52
Tabla 4.35. Características generales inversores.....	53
Tabla 5.1. Costos de inversión para la planta hídrica en cada poblado.....	58
Tabla 5.2. Costos fijos para las plantas hídricas.....	59
Tabla 5.3. Precio de los inversores y reguladores usados en las plantas eléctricas.....	60
Tabla 5.4. Costos de inversión para la planta eléctrica en cada poblado.....	61
Tabla 6.1. Resumen resultados planta hídrica para los 3 poblados.....	63
Tabla 6.2. VAN y TIR para flujo de caja con préstamo.....	64
Tabla 6.3. VAN y TIR para financiamiento de un privado.....	64
Tabla 6.4. VAN y TIR para flujo de caja con 50% de subsidio.....	64
Tabla 6.5. Precio mínimo del m ³ para que el VAN sea positivo.....	65
Tabla 6.6. Precio mínimo del m ³ para que el VAN sea positivo con un subsidio del 50%.....	66
Tabla 6.7. Características principales de las instalaciones fotovoltaicas para los 3 poblados.....	67
Tabla 6.8. Demandas eléctricas diarias, mensuales y en el total del periodo evaluado para de los 3 poblados.....	67
Tabla 6.9. VAN y TIR para flujo de caja con préstamo.....	68
Tabla 6.10. VAN y TIR para flujo de caja con subsidio para las baterías.....	68
Tabla 6.11. VAN y TIR para flujo de caja con una disminución del 20% en la demanda.....	68
Tabla 6.12. Precio del kWh para que el VAN sea positivo.....	68
Tabla 6.13. Precio mínimo del kWh para que el VAN sea positivo con un subsidio de las baterías.....	70
Tabla 6.14. CO ₂ no generado al ocupar una planta fotovoltaica.....	72
Tabla B.1 Resumen población y consumos de las comunas.....	80
Tabla C.1. Resumen potencial eólico-solar y los proveedores regionales.....	81
Tabla D.1. Rango de los parámetros de calidad de agua en las cuencas [20].....	82
Tabla E.1. Parámetros de la Canaleta Parshall para las plantas hídricas.....	83
Tabla H.1. Dimensiones laguna de lodos.....	90
Tabla T.1. Costos por concentrado.....	106
Tabla U.1. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los primeros 6 meses del 2018.....	107
Tabla U.2. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los segundos 6 meses del 2018.....	108
Tabla U.3. Flujo caja planta de Colchane coagulación para los años 2019 al 2024.....	109
Tabla U.4. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los años 2025 al 2030.....	110
Tabla U.5. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los años 2031 al 2036.....	111

Tabla U.6. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los años 2037 al 2042.....	112
Tabla V.1. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los primeros 6 meses del 2018..	113
Tabla V.2. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los segundos 6 meses del 2018.....	114
Tabla V.3. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los años 2019 al 2024.....	115
Tabla V.4. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los años 2015 al 2030.....	116
Tabla V.5. Flujo caja planta coagulación p de Cariquima ara los años 2031 al 2036.....	117
Tabla V.6. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los años 2037 al 2042.....	118
Tabla W.1. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los primeros 6 meses del 2018	119
Tabla W.2. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los segundos 6 meses del 2018.....	120
Tabla W.3. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los años 2019 al 2024	121
Tabla W.4. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los años 2025 al 2030.....	122
Tabla W.5. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los años 2031 al 2036.....	123
Tabla W.6. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los años 2037 al 2042	124
Tabla X.1. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los primeros 6 meses del 2018..	125
Tabla X.2. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los segundos 6 meses del 2018.....	126
Tabla X.3. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los años 2019 al 2024.....	127
Tabla X.4. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los años 2025 al 2030.....	128
Tabla X.5. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los años 2031 al 2036.....	129
Tabla X.6. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los años 2037 al 2042.....	130
Tabla Y.1. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los primeros 6 meses del 2018..	13
Tabla Y.2. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los segundos 6 meses del 2018.....	132
Tabla Y.3. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los años 2019 al 2024.....	133
Tabla Y.4. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los años 2025 al 2030.....	134
Tabla Y.5. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los años 2031 al 2036.....	135
Tabla Y.6. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los años 2037 al 2042	136
Tabla Z.1. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los primeros 6 meses del 2018.....	137
Tabla Z.2. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los segundos 6 meses del 2018	138
Tabla Z.3. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los años 2019 al 2024.....	140
Tabla Z.4. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los años2025 al 2030.	141
Tabla Z.5. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los años 2031 al 2036	142
Tabla Z.6. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los años 2037 al 2042	143

Índice de Figuras

Figura 2.1. Esquema metodología.....	3
Figura 3.1. Distribución de la capacidad instalada según su fuente de energía en Chile [1].	4
Figura 3.2. Colectores solares. A) Plano B) Tubo evacuado C) Parabólico D) Poza solar (EP) [6]... 6	
Figura 3.3. Turbinas eólicas de eje horizontal en Parque Eólico El Arrayan, Chile. Fabricante: Siemens [8].....	8
Figura 3.4. Turbinas eólicas de eje vertical: (A) Turbina tipo Savonius, fabricante: HelixWind. (B) Turbina tipo Darrieus, fabricante: Urban Green Energy [12].	9
Figura 3.5. Impresiones artísticas de los tres principios de aumento de potencia eólica por edificios: (A) Sobre edificio. (B) Entre edificios con forma aerodinámica. (C) A través de un edificio [13]..	10
Figura 3.6. Diagrama esquemático de un aparato osmótico [14].....	12
Figura 3.7. Proceso de coagulación-floculación de las partículas coloidales [15].....	13
Figura 4.1. Radiación global horizontal en Putre [17].	18
Figura 4.2. Radiación global horizontal en Putre por periodo del año [17].	19
Figura 4.3. Radiación global horizontal en Camarones [17].....	20
Figura 4.4. Radiación global horizontal en Camarones por periodo del año [17].....	21
Figura 4.5. Radiación global horizontal en Pica [17].....	22
Figura 4.6. Radiación global horizontal en Pica por periodo del año [17].....	22
Figura 4.7. Radiación global horizontal en Camiña [17].....	23
Figura 4.8. Radiación global horizontal en Camiña por periodo del año [17].	24
Figura 4.9. Radiación global horizontal en Colchane [17].....	25
Figura 4.10. Radiación global horizontal en Colchane por periodo del año [17].....	25
Figura 4.11. Flujos principales de la Cuenca de Isluga.	28
Figura 4.12. Flujos principales de la Cuenca de Cariquima.	28
Figura 4.13. Ubicación de las plantas eléctricas e hídricas en cada poblado.	30
Figura 4.14. Procesos de una planta de Coagulación-Floculación.....	36
Figura 4.15. Estanque PRFV tipo D.....	43
Figura 4.16. Dimensiones estanque agua producto de 100 m ³ (A) y 50 m ³ (B).....	44
Figura 4.17. Distribución consumo diario vs Generación diaria en Colchane.	50
Figura 4.18. Distribución consumo diario vs Generación diaria en Cariquima.	51
Figura 4.19. Distribución consumo diario vs Generación diaria en Isluga.	51
Figura 4.20. Soporte para los paneles solares en serie.	54

Figura J.1 Ficha técnica del dosificador seleccionado para las plantas hídras	93
Figura K.1 Ficha técnica de los estanques químicos seleccionados para las plantas hídras.....	94
Figura L.5 Ficha técnica de la bomba seleccionada para las plantas hídras.....	95
Figura M.1 Ficha técnica del Jar-Test seleccionado para las plantas hídras	96
Figura N.1. Ficha técnica del panel fotovoltaico seleccionado para las plantas eléctricas	97
Figura O.1. Ficha técnica baterías seleccionadas para las plantas eléctricas	98
Figura P.1 .Ficha técnica de los inversores seleccionados para las plantas eléctricas	99
Figura Q.1. Ficha técnica del regulador de carga seleccionada para las plantas eléctricas.....	100
Figura R.1. Ficha técnica de la caja de combinación seleccionada para las plantas eléctricas	101
Figura A.A.1. Diagrama de la planta hídras para las 3 localidades	143
Figura A.B.1. Diagrama planta fotovoltaica de 310 kW en Colchane	144
Figura A.C.1. Diagrama planta fotovoltaica de 280 kW en Cariquima	145
Figura A.D.1 Diagrama planta fotovoltaica de 270 kW en Isluga.	146

1 Introducción

El aumento del consumo energético a nivel mundial ha sido exponencial en las últimas décadas, donde cada vez más suben los consumos tanto en industrias como en el hogar.

El principal combustible para la generación de energía en el mundo son los combustibles fósiles, los cuales son una fuente agotable. Pese a ser un recurso valioso en la actualidad, la combustión de estos combustibles fósiles tiene efectos negativos en el medio ambiente, ya que al ser transformados en energía se liberan grandes cantidades de CO₂ (alteran el balance en la atmósfera) y se pueden generar emisiones tóxicas cuando tiene una mala combustión¹. Estas emisiones han ido generando graves problemas al planeta, como el aumento de la temperatura media a nivel global (debido al aumento del CO₂) y las consecuencias que esto conlleva.

Como respuesta a esta problemática han surgido con cada vez más fuerza las ERNC (energías renovables no convencionales), las cuales son más amigables con el medio ambiente y ocupan recursos naturales para generar energía. La implementación de este tipo de energía puede llevar a que un poblado no necesite más combustibles fósiles para su funcionamiento habitual.

Por otra parte, el aumento de la temperatura promedio a nivel mundial y el crecimiento de la población han generado una escasez de recursos hídricos en varios sectores del mundo², por lo que la necesidad de abastecer a la población con agua potable ha tomado cada vez mayor importancia.

Existen distintas tecnologías para obtener agua potable, como puede ser la desalinización de agua de mar o la potabilización de vertientes de agua no potable. Estas tecnologías varían en sus costos asociados, pero el principal factor es la calidad de agua que se quiere tratar, para así utilizar el proceso que más se adecue.

Estos problemas de escasez de agua potable se presentan en el Norte de Chile, donde uno de los principales problemas es la presencia de arsénico dentro de ella, lo que afecta tanto a los habitantes como a los cultivos de la zona³.

En el mismo Norte de Chile, existen muchas comunas donde el recurso eléctrico no es constante. Estas comunas afectadas presentan principalmente una población rural y de aislamiento o lejanía urbana. La mayoría de estos poblados ocupan generadores diésel para poder tener solamente algunas horas de electricidad al día, lo cual los limita considerablemente. Una opción que podrían usar estas localidades son las ERNC, dependiendo del potencial que tengan en ellas.

Es por esto que en este trabajo se desarrollará un estudio técnico-económico de una comuna sustentable en el Norte de Chile para abastecer de energía eléctrica y agua potable.

¹ <https://public.wmo.int/es/media/press-release/las-concentraciones-de-gases-de-efecto-invernadero-vuelven-batir-un-r%C3%A9cord>

² <http://www.prb.org/SpanishContent/2007/efectoscambioclimaticolac.aspx>

³ riat.atalca.cl/index.php/test/article/download/65/56

Para ello se buscara encontrar comunas que presentan problemas de abastecimiento eléctrico e hídrico, para luego encontrar la factibilidad del proyecto y poder obtener un valor para la energía eléctrica y agua potable, el cual se debe comparar con los valores actuales de la región.

1.1 Objetivo General

El objetivo general es realizar un estudio de factibilidad técnica-económica de una comuna sustentable para proveer energía eléctrica y agua potable en el Norte de Chile.

1.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos son:

- Evaluar distintas zonas de posible aplicación y seleccionar una comuna única.
- Cuantificar las necesidades y la elección de tecnologías-recursos a utilizar.
- Evaluar conceptualmente los costos y la factibilidad del proyecto, en relación a la rebaja esperada.

1.3 Alcances

Los alcances son:

- Comuna de máximo 5.000 habitantes en el sector norte.
- Seleccionar comuna única dentro de las comunas comprendidas entre la regiones de Arica y Parinacota y de Atacama.
- Cubrir consumo de energía eléctrica y agua potable.
- Comparar con respecto a los precios actuales del m³ y el kWh en la región.

2 Metodología

La forma de proceder fue la siguiente:

- Se recopiló los antecedentes necesarios, es decir, contexto de la situación energética en Chile, los tipos de tecnologías y sus procesos típicos para producir electricidad y potabilizar agua.
- Se realizó un listado de las comunas dentro de las 4 primeras regiones de Chile con su respectiva cantidad de habitantes.
- Se estimó el consumo de electricidad y agua.
- Se realizó mapeos de radiación solar y de la velocidad de los vientos.
- Se preseleccionó 5 comunas de acuerdo a su potencial energético y sus necesidades.
- Se investigó sobre la situación en electricidad, agua y geografía de las comunas seleccionadas, para así poder comparar las distintas opciones.
- Se seleccionó una comuna única tomando como referencia el punto anterior, donde se consideró los espacios disponibles para las posibles instalaciones y accesos.
- Se cuantificó de manera más detallada el consumo, es decir, nuevas consideraciones para obtener una mejor aproximación,
- Se seleccionó las tecnologías a utilizar, tanto para abastecer la necesidad de electricidad como agua.
- Se calculó las dimensiones necesarias para cumplir en totalidad las necesidades de la comuna y se obtuvo el costo asociado a implementar esta solución.
- Finalmente se comparó los costos de la electricidad y agua obtenidos con los actuales valores que se tienen en el sector seleccionado.

Todo lo mencionado con anterioridad se presenta resumido en el esquema de la figura 3.1.

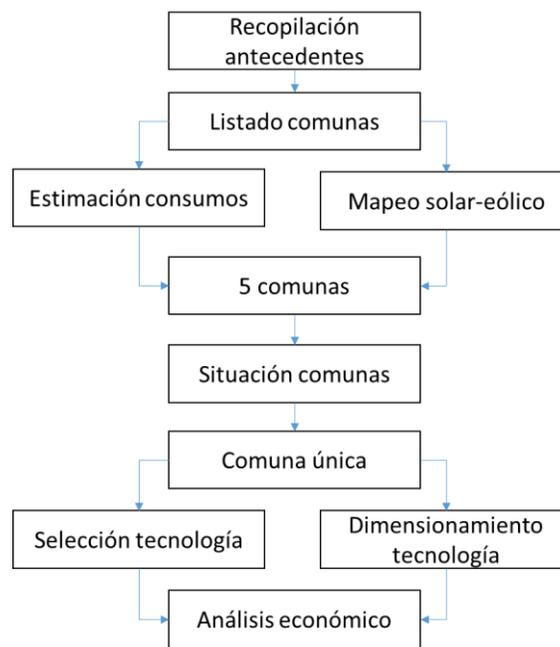


Figura 2.1. Esquema metodología

3 Antecedentes

3.1 Situación energética

El consumo energético mundial se ha duplicado en los últimos 25 años. El 70% del aumento estimado para los próximos 25 años tiene origen en los países en desarrollo debido principalmente a la globalización, el aumento de la población y el crecimiento económico. Además, el consumo de combustibles fósiles ya no se hace sostenible debido a su pronto agotamiento, el aumento de su precio y a los estragos que ha causado en el ambiente, siendo este último punto el de mayor importancia en la actualidad [1].

Chile ha sido durante años un país en vías de desarrollo siendo ocupando el puesto N° 40 a nivel mundial en el índice de desarrollo humano [2]. El país ha alcanzado un crecimiento sistemático de su economía y de hecho su tasa de crecimiento entre 1986 y 2010 ha sido de 5,4%. Alcanzar el desarrollo en las próximas décadas conlleva distintos desafíos entre los que se encuentra el suministro energético, ya que a medida que el país crece, también lo hace su demanda energética [3].

3.1.1 Situación actual

En Chile, la distribución eléctrica se produce principalmente con 2 sistemas: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). La capacidad total instalada entre el SIC y SING, es de 20.375 [MW] correspondiendo el primero al 77,7% y el segundo al 21,54% del total. En la figura 3.1 se puede observar la distribución de la capacidad instalada en el 2016 según la fuente de energía [1]:

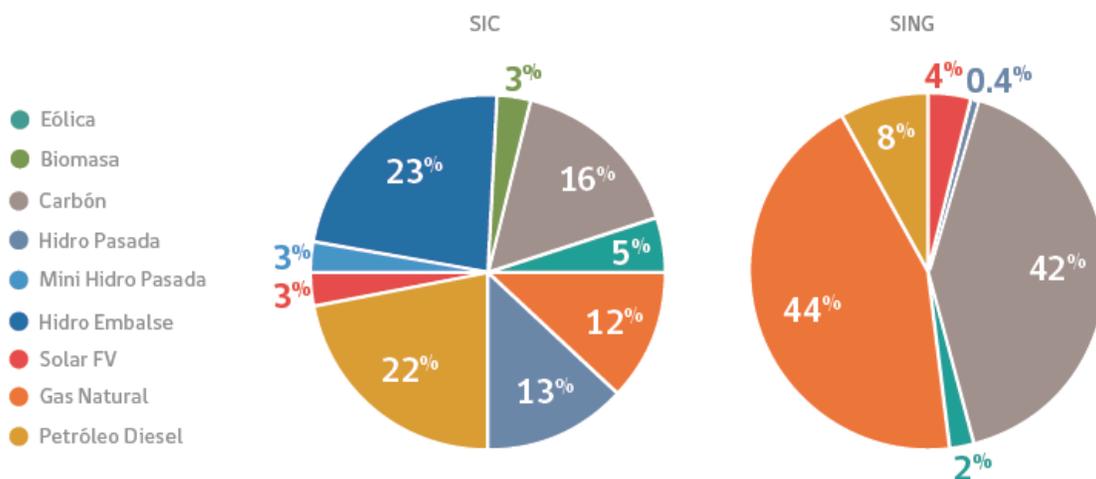


Figura 3.1. Distribución de la capacidad instalada según su fuente de energía en Chile [1].

3.1.2 Futuro energético

Teniendo como año base el 2011, se estima que la demanda aumentará en un 300% al año 2030 [4]. Estos requerimientos de energía han impulsado al Estado Chileno a generar la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, que se basa en la sustentabilidad y eficiencia energética. Dentro del programa se contempla una mayor rigurosidad en las normas ambientales para instalación de centrales termoeléctricas, el fomento a la realización de proyectos que utilicen el recurso hídrico y un impulso sostenido al desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), sin prescindir del uso de combustibles fósiles [4]. Además, en la actualidad, debido a la crisis energética que afecta al país, se trabaja en una agenda energética que incluye una política a largo plazo para el año 2050, la que utiliza fundamentalmente las ERNC como base del proyecto. Una de las principales metas es llegar al menos el 70% de la generación eléctrica nacional proveniente de energías renovables [5]. A esto último, se le agrega el programa a zonas rezagadas (Anexo A) que apunta a superar las desigualdades territoriales existentes en Chile

3.2 Energía solar

El sol es la principal fuente de energía del planeta. La tecnología solar fotovoltaica convierte la luz en electricidad. Existen 2 formas de captar esta energía: Paneles solares y Colectores solares.

3.2.1 Paneles solares

Los paneles solares están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico. Existen 3 tipos:

- Las células de silicio monocristalino: están constituidas por un único cristal de silicio. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.
- Las células de silicio policristalino: están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas. Se caracterizan por un color azul más intenso.
- Las células de silicio amorfo: Son menos eficientes que las células de silicio cristalino pero también más baratas. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras.

Su efectividad es mayor cuanto mayor son los cristales, pero también su peso, grosor y costo. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 22%, mientras que el de las últimas puede no llegar al 10%, sin embargo su costo y peso es muy inferior.

3.2.2 Colectores solares

Dispositivo diseñado para recoger la energía radiada por el sol y convertirla en energía térmica. En la mayoría de éstos, un fluido se calienta por radiación solar a medida que circula por una tubería que absorbe calor. El fluido en cuestión es usualmente agua o aceite sintético y se utiliza para ser almacenado o para calentar otro medio [6].

El colector puede ser estático o tener algún dispositivo que permita seguir al sol (tracking) y en general tienen disponibilidad comercial. Los principales son los siguientes:

3.2.2.1 Colectores planos (CP)

Como se puede apreciar en la figura 3.2-A un colector plano típico es una caja de metal aislada con un vidrio o cubierta plástica con un fondo de color negro. Las tuberías de flujo pueden disponerse de forma paralela o en un patrón de serpentin. Alcanzan temperaturas de fluido relativamente bajas, entre 60-70°C. Ahora bien, este tipo de colectores no ha mostrado ser una tecnología útil para desalinización. Sin embargo, sus costos son bajos en relación al colector de tubo evacuado, siendo de US\$ 80-US\$ 250/m² [6].



Figura 3.2. Colectores solares. A) Plano B) Tubo evacuado C) Parabólico D) Poza solar (EP) [6].

3.2.2.2 Colectores de tubos evacuados (CTE)

En este tipo de colector las pérdidas de calor son minimizadas por una cubierta tubular de vidrio al vacío. Usualmente un número de tubos evacuados son ensamblados en conjunto para formar un colector como se ve en la figura 3.2-B. Estos tubos requieren de manufactura más sofisticada en relación a la fabricación de colectores planos, lo que eleva sus costos a unos US\$ 300-US\$ 550/m² en el caso de los más caros. Sin embargo, existen algunos cuya manufactura es mucho más económica siendo su costo similar a un colector plano. Además, el vacío de los tubos permite alcanzar eficiencias y temperaturas mucho más altas que en colectores planos. Como se pueden producir temperaturas cercanas a los 200°C, son útiles como fuente de energía para desalinización [6].

3.2.2.3 Colectores cilindro-parabólicos (CCP)

Es un colector lineal con una sección parabólica. Como se aprecia en la figura 3.2-C, la radiación solar se concentra (por medio del perfil parabólico) en la línea focal, por la cual transita una tubería. Esta disposición permite llegar a temperaturas de 100-400°C, lo que podría usarse como fuente energética para desalinización [6].

3.2.2.4 Pozas solares con gradientes salinos (SP)

Es una poza poco profunda con gradiente salino vertical, tal que el agua salada más densa permanece al fondo de la poza y no se mezcla con las capas superiores menos salinas. Una poza solar tiene su propio sistema de almacenamiento de calor y absorbe tanto radiación directa como difusa. Esto permite que el calor almacenado pueda usarse de día o de noche [6].

Consiste en tres capas de agua con concentraciones distintas de sal y crecientes verticalmente hacia abajo (véase figura 3.2-D). Como la última capa es muy densa, la luz solar queda atrapada en ella ya que la convección no es posible con las demás capas. En consecuencia la parte más baja acumula calor entre 70-80°C que luego puede ser usado en algún proceso [6].

3.3 Energía eólica

Una turbina eólica se define como un elemento que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica, la que a su vez puede ser transformada en energía eléctrica o realizar un trabajo útil. Esta energía mecánica se ha utilizado a través de la historia para molienda o levantamiento de agua, pero, a partir del siglo XX se empezaron a usar para generar potencia eléctrica. Actualmente, las turbinas eólicas se pueden clasificar en dos tipos: de eje horizontal y de eje vertical.

3.3.1 Turbinas Eólicas de Eje Horizontal

Las turbinas de eje horizontal son las más comunes y constituyen la mayor parte de la capacidad instalada actual. Son aquellas que tienen su rotor paralelo al suelo (figura 3.3). Entre sus características, se tiene que son estables en su giro, pueden llegar a velocidades de punta de alabe muy altas y están más estudiadas, por lo que hay mayor certeza al diseñar. Sus desventajas son que deben estar dispuestas según la dirección predominante del viento o contar con un mecanismo de orientación que permita seguir dicha dirección. Además, el generador eléctrico debe ser puesto en altura para estar en línea con el giro sin tener reducciones mecánicas (grandes fuentes de pérdida). Esto último dificulta y encarece la mantención [7].

La tendencia para este tipo de tecnología ha sido construirlas del mayor tamaño posible y disponerlas en parques eólicos de cada vez mayor envergadura. Actualmente, las turbinas de mayor potencia tienen una capacidad de 7.5MW y las de mayor tamaño tienen un diámetro de rotor que supera los 150m [8].



Figura 3.3. Turbinas eólicas de eje horizontal en Parque Eólico El Arrayan, Chile. Fabricante: Siemens [8].

3.3.2 Turbinas Eólicas de Eje Vertical

Las turbinas de eje vertical son aquellas que tienen su rotor perpendicular al suelo y giran verticalmente. Al contrario de las HAWT, son mucho menos comunes y probadas. Poseen varias desventajas que han desacelerado su desarrollo: tienen problemas para comenzar su rotación (self-starting) sin ayuda externa [9], además las cargas dinámicas que se generan sobre los perfiles alares y el eje son significativas, por lo que la falla por fatiga es un problema frecuente [10].

Sin embargo, estas turbinas poseen ciertas características que las de eje horizontal no pueden cumplir. Primero, son omnidireccionales; es decir, pueden girar sin importar desde que dirección venga el viento, sin necesidad de complejos mecanismos de orientación [11]. Esto las hace extremadamente útiles para generar potencia en sitios donde la dirección del viento no es constante o de alta turbulencia [9]. Además son menos ruidosas que las de eje horizontal, lo que favorece su instalación en zonas urbanas [12].

Estas turbinas se pueden clasificar según dos categorías: las de tipo Savonius (figura 3.4-A), y las de tipo Darrieus (figura 3.4-B). Las de tipo Savonius se basan en arrastre (Drag) y, en general, tienen bajo coeficiente de potencia, pues su velocidad tangencial no puede ser más rápida que la velocidad del viento; son útiles para aplicaciones de baja potencia. Las de tipo Darrieus se basan en sustentación (Lift), por lo que se puede obtener una velocidad tangencial de la turbina mayor que la velocidad del viento, y llegar a potencias y eficiencias mucho mayores

Las ventajas de estas tecnologías apuntan a un desarrollo pensado en equipos de pequeña escala, es decir con una potencia menor a 50kW, suficiente para 5-10 viviendas dependiendo del nivel de consumo eléctrico. Actualmente estas turbinas se fabrican para la generación de energía eléctrica en

comunidades aisladas desconectadas de la red, o para ambientes urbanos donde se puede aprovechar un potencial que esta fuera de los alcances de las grandes turbinas convencionales [12].

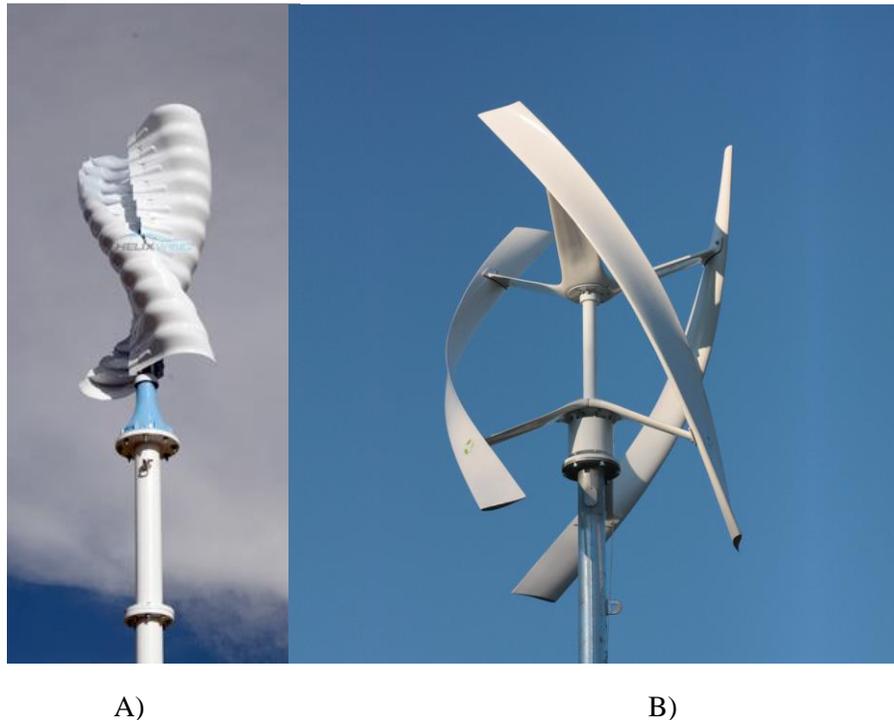


Figura 3.4. Turbinas eólicas de eje vertical: (A) Turbina tipo Savonius, fabricante: HelixWind. (B) Turbina tipo Darrieus, fabricante: Urban Green Energy [12].

3.3.3 Turbinas Eólicas Aumentadas por Edificios

En un ambiente rural la velocidad promedio del viento es considerablemente mayor a la que se puede encontrar en ambientes urbanos. Sin embargo, cerca de edificaciones se pueden encontrar zonas con velocidades sorprendentemente altas. Esto ocurre debido a la aceleración del flujo al pasar alrededor del obstáculo. Dichas zonas con un aumento del potencial energético son particularmente interesantes para la instalación de turbinas eólicas. De esta idea nace el concepto de turbinas eólicas aumentadas por edificios (BAWTs, por sus siglas en inglés: Building Augmented Wind Turbines) [13].

Existen tres configuraciones básicas de BAWTs (figura 3.5) que se pueden distinguir según el principio aerodinámico con que operan:

- Turbina eólica en el tejado o costado del edificio (figura 3.5-A).
- Turbina eólica entre edificios con forma aerodinámica (figura 3.5-B).
- Turbina eólica en un ducto a través del edificio (Figura 3.5-C).

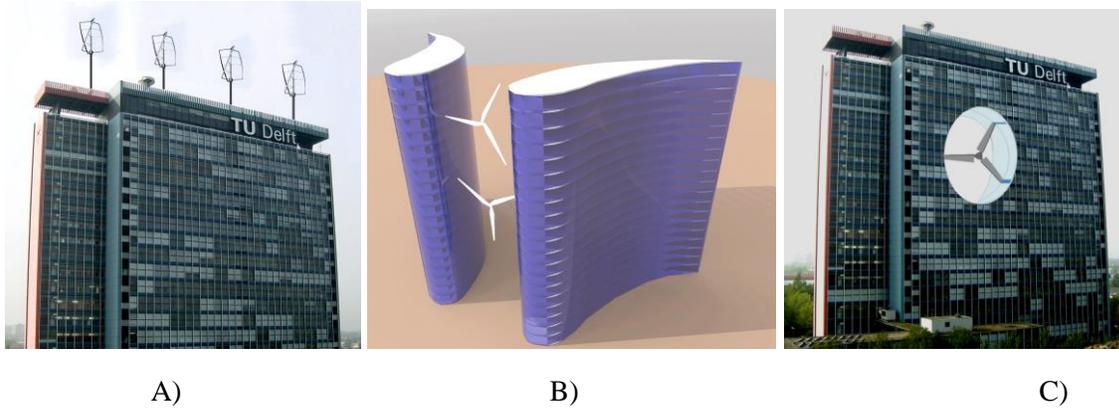


Figura 3.5. Impresiones artísticas de los tres principios de aumento de potencia eólica por edificios: (A) Sobre edificio. (B) Entre edificios con forma aerodinámica. (C) A través de un edificio [13].

Las turbinas eólicas que explotan los aumentos en la velocidad del viento alrededor de estructuras, deben ser diseñadas para diferentes tipos de flujo y bajas emisiones de ruido. Las bajas emisiones de ruido se encuentran acopladas a menores velocidades de punta de alabe, lo que resulta en un flujo más viscoso y por lo tanto un coeficiente de arrastre mayor de las palas. Velocidades de punta de alabe bajas junto con dimensiones pequeñas de los perfiles alares puede ser muy demandante al momento de diseñar y debe ser considerado cuidadosamente. Tomando en cuenta posibles modificaciones a los edificios para obtener buenas propiedades del flujo de viento, la opción más atractiva es la de situar las turbinas cerca (sobre o al costado) de edificios. En este caso no se requieren cambios a la estructura y el efecto de la concentración del flujo es muy positivo. La segunda opción más prometedora es la de poner un aerogenerador en un ducto a través de un edificio debido a que el efecto del aumento de potencia es muy alto, pero la estructura necesitará adaptaciones. La ubicación entre edificios con forma aerodinámica es la menos prometedora ya que los edificios requerirán modificaciones drásticas [13].

En el presente se explora la opción de situar aerogeneradores cerca (sobre o al costado) de edificios, debido a que las turbinas apropiadas están siendo diseñadas pero los edificios ya existen. Las otras dos formas de aumento de potencia son de interés pero para un horizonte temporal mucho mayor, ya que requieren diseños tanto de turbinas específicas como de los edificios.

3.4 Potabilización de agua

El agua dulce ha comenzado a escasear en los últimos años, por lo que es necesario recurrir a nuevas fuentes que provean al ser humano de ella. Dentro de las opciones principales se encuentra:

- Desalinización de agua de mar por Osmosis Inversa
- Tratamiento de agua no potable por Coagulación-Floculación

3.4.1 Desalinización por Osmosis inversa

El agua de mar es una buena fuente para obtener agua, por lo que es una buena opción el tratar de utilizarla como medio para obtener agua potable para uso domiciliario e industrial. Es por esto, que los procesos de desalinización resultan ser un buen método para obtener agua potable.

Dentro de los procesos comúnmente utilizados se encuentra el proceso de osmosis inversa, entre otros. En este proceso se fuerza al agua a pasar a través de una o más membranas semi-permeables, desde una solución más concentrada de sales disueltas a una solución menos concentrada, mediante la aplicación de presión. El objetivo de la osmosis inversa es obtener agua purificada.

El proceso de osmosis inversa sigue las siguientes etapas:

- Primero el agua fluye de una columna con un bajo contenido de sólidos disueltos a una columna con una elevada concentración de sólidos disueltos.
- Luego la presión osmótica es aplicada para evitar que el agua siga fluyendo a través de la membrana y de esta forma crear un equilibrio.
- Finalmente para poder alcanzar una presión superior a la presión osmótica, al agua debe fluir en sentido contrario. El agua fluye de la columna con un alto contenido en sólidos disueltos a la columna con bajo contenido en sólidos disueltos.

Este proceso resulta atractivo si se combina con una fuente de energía renovable y si se utiliza un sistema de recuperación de energía.

El proceso de Osmosis depende de la existencia de una membrana que es selectiva en el sentido de que ciertas componentes de una solución (el solvente) pueden pasar a través de la membrana, mientras que una o más de las otras componentes no pueden hacerlo. Un dispositivo de selección como este se conoce como membrana semipermeable; usualmente, pero no siempre, se conoce simplemente como membrana. Si una membrana semipermeable separa una solución y un solvente puro, o dos soluciones de distinta concentración, la tendencia a igualar las concentraciones resultará en el paso de solvente desde la solución menos concentrada (o la más rica en solvente) a la otra. Este flujo de solvente a través de la membrana se conoce como osmosis. Si se realiza una presión externa en la solución (suponiendo que la fase menos concentrada contiene solvente puro), se puede disminuir continuamente el flujo de solvente hacia la solución. A medida que se aumenta la presión ejercida, se llega a un punto en que se detiene completamente el flujo de solvente. La presión que mantiene en equilibrio el sistema se llama presión osmótica, que es una propiedad de la solución y no depende de la membrana mientras esta sea semipermeable. Si se ejerce una presión externa mayor a la presión osmótica, el solvente comenzará a fluir en la dirección opuesta, yendo desde la solución hacia la fase de solvente puro [14]. Este fenómeno es conocido como osmosis inversa, y es la base del método de desalinización por osmosis inversa. En la figura 3.6 se muestra un esquema ilustrativo de los fenómenos de osmosis directa e inversa.

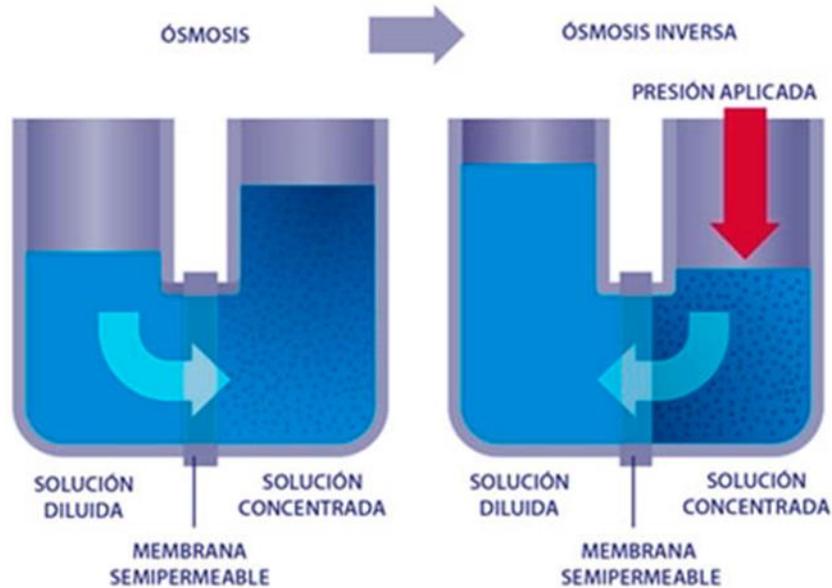


Figura 3.6. Diagrama esquemático de un aparato osmótico [14].

3.4.2 Potabilización por Coagulación-Floculación

Además de agua de mar, se pueden tratar aguas no potables (subterráneas, residuales o que tengan algún parámetro muy alto) para obtener agua potable.

Uno de los principales procesos para ello es la coagulación-floculación, el cual es un tratamiento físico-químico que permita la purificación de agua no apta para el consumo. Se basa en la dificultad de que algunas partículas se sedimenten naturalmente en coloides.

Las partículas coloidales pueden estar presentes de forma natural en el agua. Ellos tienen un diámetro muy pequeño (1 nm a 1 micra) y están cargados electronegativamente, lo que generará importantes fuerzas de repulsión entre las partículas coloidales [15].

Por esto último es que estos tienen grandes dificultades para sedimentar naturalmente, por lo que son muy difícil de eliminar del agua. Para poder generar esta sedimentación se ocupa la coagulación-floculación.

La coagulación ayudará a eliminar la repulsión debido a la electronegatividad de los coloides. Esto se hace mediante la adición de sales de metales electropositivos, que se unirán a los coloides y neutralizarlos. Este proceso se debe realizar con una agitación de flujo, para poder ayudar al coagulante.

Luego de ello se produce la floculación, la cual permitirá la agrupación de partículas coloidales. Debido a su bajo peso, las partículas por si solas no pueden decantar, por lo que será necesaria la creación de aglomerados (llamadas floc), los que tienen un peso significativamente mayor al de las partículas por si solas. Estos flocs masa se producirán mediante la adición de un polímero que actuará como un pegamento entre los coloides. En la figura 3.7 se muestra el proceso de coagulación-floculación de los colides.

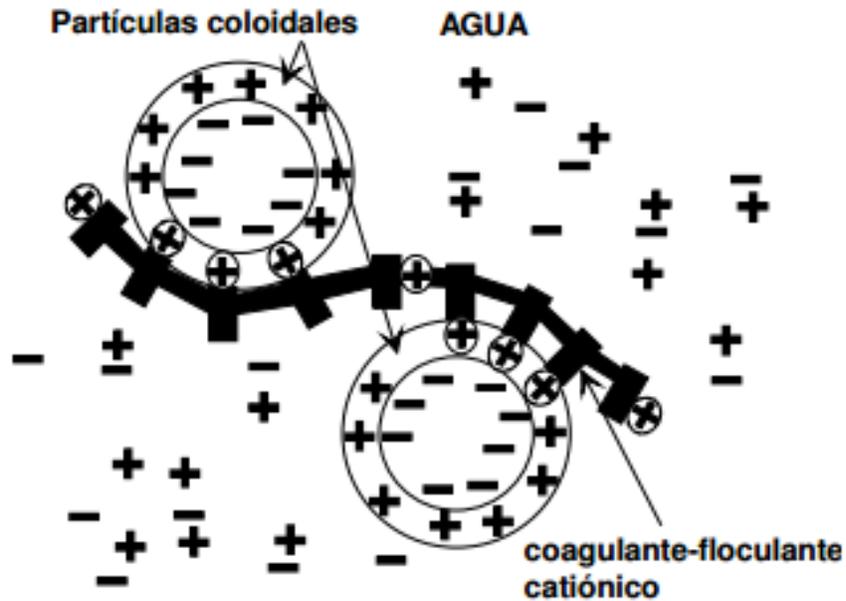


Figura 3.7. Proceso de coagulación-floculación de las partículas coloidales [15].

La coagulación-floculación se puede utilizar en el proceso de tratamiento de agua para reducir su turbidez. Para el agua potable, el método de la coagulación-floculación requiere la eliminación rigurosa de los flóculos y debe ser acoplado a la decantación. Los reactivos deben ser dosificados precisamente para no tener materiales producidos aguas residuales.

3.5 Arsénico

El arsénico puede encontrarse en forma orgánica e inorgánica, siendo esta última la forma en que se haya en las aguas naturales.

A su vez presenta cuatro estados de oxidación bajo condiciones normales siendo los más comunes sus estados trivalentes As (III) (arsenitos) y pentavalente As (V) (arsenatos).

En aguas superficiales, con condiciones aeróbicas, es más frecuente encontrar el arsénico en estado pentavalente As (V), mientras que en aguas profundas o de pozo, en condición de anaerobiosis es más común encontrarlo en estado trivalente As (III)

Las vías más ligadas con los modos de exposición son:

- Por ingestión
- Por inhalación
- Dérmica

Los efectos agudos más destacados de la intoxicación aguda por arsenicales inorgánicos son⁴:

- Daño severo gastrointestinal con dolores, vómitos y diarrea.
- Vasodilatación, caída de la presión sanguínea, shock.
- Daño renal glomerular y tubular con reducción de volumen urinario y anuria final.
- Depresión y parálisis de la respiración. Esta es frecuentemente la causa de muerte.
- Pérdida de movimientos voluntarios y parálisis de origen central.
- Hipotermia.
- Contracciones musculares.
- Anormalidades cardíacas.

La toxicidad de los compuestos de arsénico es altamente dependiente de su forma química, donde el arsénico en estado As (III) es más tóxico que el As (V).

3.5.1 Arsénico en el Norte de Chile⁵

Los niveles de arsénico es un problema que se ha presentado históricamente en el norte de Chile, ya que se han presentado niveles altos desde que se tiene registro. Esta condición que se presenta en esta zona genera una mala calidad de agua, ya que desde los ríos que nacen en la cordillera se viene con un exceso de arsénico, lo cual produce problemas en las poblaciones que se abastecen de esta agua para el consumo doméstico.

Estos altos niveles encontrados de forma natural en el norte de Chile se han ido elevando en las últimas décadas debido a las numerosas empresas mineras que se han establecido en la zona, ya que dentro de sus procesos de extracción de cobre se generan importantes cantidades de residuos tóxicos, dentro de ellos el arsénico.

Uno de los procesos más usados es la Pirometalurgia, que genera una gran contaminación en sus etapas de fusión y conversión, donde se emite material particulado y arsénico, lo cual produce la elevación de los niveles de arsénico en el aire y agua. Por esto, las ciudades o poblados que se encuentran cerca de estos yacimientos mineros se ven expuestos a este riesgo.

Para poder controlar el nivel de arsénico, se hace necesarios el tratamiento de las aguas de la zona, para así llegar a los niveles establecidos por la norma chilena. Algunos de estos procesos son la Coagulación, Osmosis Inversa, Intercambio iónico, Ablandamiento, entre otros.

⁴ <http://www.lenntech.es/periodica/elementos/as.htm>

⁵ riat.otalca.cl/index.php/test/article/download/65/56

4 Desarrollo

4.1 Selección comunas

Para llegar a la selección de la comuna única, se evaluará primeramente todas las comunas que comprendan las primeras 4 regiones de Chile. Se tendrá que abastecer a la comuna entera con electricidad y agua.

4.1.1 Listado de comunas

Ya teniendo los antecedentes recopilados, se procede a hacer el listado de las comunas comprendidas entre las primeras 4 regiones de Chile (XV, I, II y III), para lo cual se ocupa el censo del 2012⁶ para hacer el listado de comunas ubicadas entre las primeras 4 regiones de Chile. De acuerdo al censo, las comunas son las de las tablas 4.1 y 4.2.

Tabla 4.1. Comunas de las I y XV región.

XV Arica y Parinacota	Arica	I Tarapacá	Iquique
	Camarones		Alto Hospicio
	Putre		Pozo Almonte
	General Lagos		Camiña
	Colchane		
	Huara		
	Pica		

Tabla 4.2. Comunas de las II y III región.

II Antofagasta	Antofagasta	III Atacama	Copiapó
	Mejillones		Caldera
	Sierra Gorda		Tierra Amarilla
	Taltal		Chañaral
	Calama		Diego de Almagro
	Ollague		Vallenar
	San Pedro		Alto del Carmen
	Tocopilla		Freirina
	María Elena		Huasco

⁶ <http://www.ine.cl/>

4.1.2 Estimación población

Tomando en cuenta la proyección del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) de la población al 2020⁷, se extrae la información de la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Variación estimada por región.

Región	Año 2012	Año 2016	Variación (%)
XV	226.993	243.149	6,64%
I	312.965	344.760	9,22%
II	594.755	631.875	5,87%
III	299.863	316.692	5,31%

La variación porcentual por región será utilizada para estimar la población por comuna, ocupando como referencia la población del censo del 2012.

De esta manera se obtiene la población estimada para el 2016 para cada una de las comunas de las 4 regiones.

4.1.3 Consumo estimado e información proveedores

Tomando como referencia las poblaciones estimadas en la sección anterior, se calculan los consumos de electricidad y agua para cada comuna, para lo cual se ocupan los siguientes valores de consumo por persona:

- Consumo promedio mensual por persona en electricidad: 60 kWh [16].
- Consumo promedio mensual por persona en agua: 6200 litros⁸.

Con estos valores de referencia para el consumo, se tiene el estimado para todas las comunas, el cual se observa en el Anexo B.

Además, se tiene las empresas proveedoras de cada servicio⁹¹⁰¹¹ en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Proveedores de electricidad y agua por región.

Región	Electricidad	Agua
XV	Emelari	Aguas del Altiplano
I	Eliqsa	Aguas del Altiplano
II	Elecda	Agua Antofagasta
III	Emelat	Agua Chañaral

⁷ <http://www.ine.cl/>

⁸ <http://www.gob.cl/cuidemos-el-agua/>

⁹ <https://www.aguasdelaltiplano.cl/>

¹⁰ <http://www3.aguasantofagasta.cl/>

¹¹ <http://www.aguaschanar.cl/>

4.1.4 Mapeo de las regiones

A cada una de estas comunas se le realizan un mapeo de la radiación solar y velocidad de viento, para tener una referencia del potencial solar y eólica en las distintas regiones. Para ello se ocupa el explorador de energía solar [17] y de energía eólica [18] de la Universidad de Chile.

Estos valores serán utilizados como referencia para seleccionar las 5 comunas.

4.1.5 Criterios para ir descartando comunas

De acuerdo al análisis realizado, se obtiene tiene las tablas resumen de los Anexos B y C. Para ir descartando comunas se consideraron los siguientes criterios:

- Cantidad de población: las comunas con más de 5.000 habitantes se descartan, ya que era mayor a la población impuesta en los alcances. Con este criterio se descartan las principales ciudades de las regiones, quedando un total de 21 comunas disponibles.
- El precio de la energía en la región: de acuerdo al reporte eléctrico de marzo del 2016 [16], la II y III región son las que presentan las cuentas eléctricas más baja, incluso teniendo las 5 comunas con precios más bajo a nivel país. Es por esto que se descartan las comunas de la II y III región, lo cual deja las 11 comunas disponibles, donde si se considera el criterio anterior, quedan solamente 9.

Por estos criterios, se tiene las comunas de la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Posibles comunas a seleccionar.

XV Arica y Parinacota	Camarones	I Tarapacá	Camiña
	Putre		Colchane
	General Lagos		Huara
	Pica		

4.1.6 Preselección de 5 comunas

Teniendo en cuenta los alcances y criterios ya mencionados, se seleccionan 2 comunas de la XV región (Putre y Camarones) y 3 de la I región (Camiña, Pica y Colchane). Estas comunas, a excepción de Pica, son en su totalidad rural y los recursos de los pueblos que las conforman son escasos.

4.1.6.1 Putre

La comuna de Putre es parte la provincia de Parinacota, ubicándose en el sector de depresión intermedia y precordillerano. Las localidades que la conforman son: Belén, Caquena, Itiza, Lauca, Parinacota, Putre, Socoroma, Surire y Tignamar, siendo Putre el pueblo principal de la comuna¹². Entre sus principales atractivos están sus terrazas de cultivo, sus calles empedradas, iglesia y algunas casas que aún mantienen portales y dinteles tallados¹³.

La comuna presenta principalmente potencial solar, en comparación al eólico (Anexo C), por lo que se considera la aplicación de paneles solares por sobre parques eólicos. Para ver la variación de la comuna en términos de radiación, se selecciona una posible ubicación (figura 4.1) como lugar de referencia para estimar las radiaciones anuales de Putre, las cuales son las observadas en la figura 4.2.

El agua del sector proviene principalmente de los ríos Lluta y Lauca, pero los altos niveles de arsénico observado en el sector han afectado la agricultura y el consumo humano¹⁴.

Sobre las empresas relacionadas con electricidad y agua, solo hay una que se encarga del suministro, lo cual genera una dependencia total de esa empresa¹⁵.

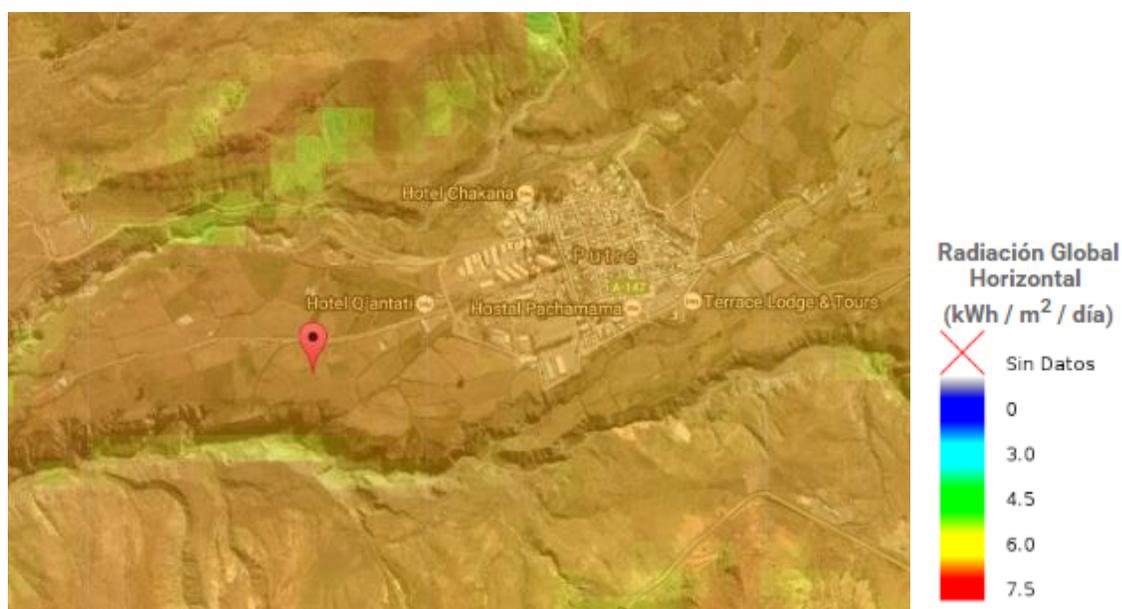


Figura 4.1. Radiación global horizontal en Putre [17].

¹² <http://chile.pueblosamerica.com/>

¹³ <http://www.imputre.cl/index.php>

¹⁴ <http://www.soychile.cl/Arica/Sociedad/2016/03/21/382304/Putre-y-General-Lagos-afectados-por-altos-indices-de-arsenico-en-el-agua-potable.aspx>

¹⁵ <http://reportescomunales.bcn.cl/2015/index.php/Categor%C3%ADa:Comunas>

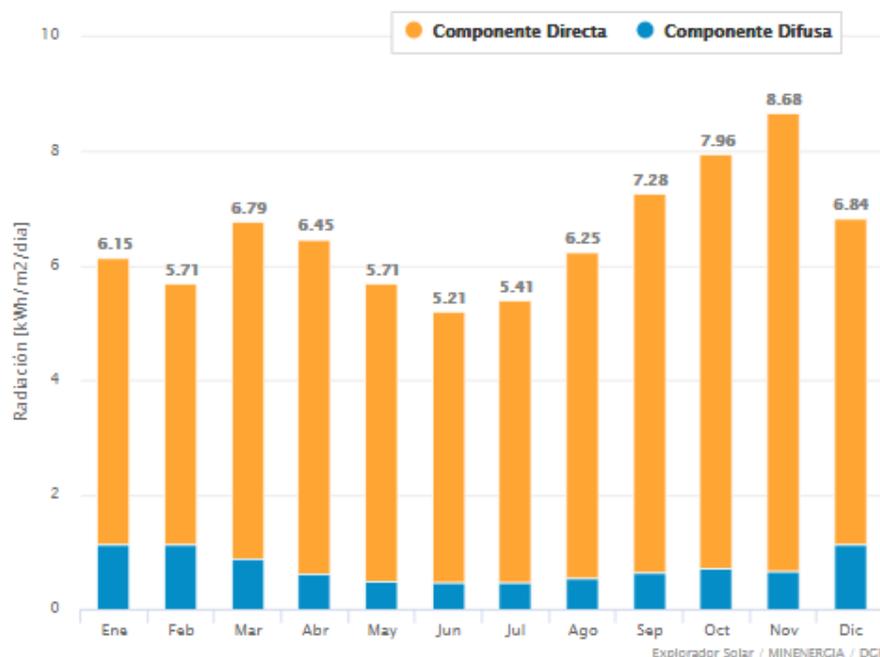


Figura 4.2. Radiación global horizontal en Putre por periodo del año [17].

4.1.6.2 Camarones

La Comuna de Camarones pertenece a la Provincia de Arica y abarca desde la costa hasta el sector precordillerano, incluyendo la depresión intermedia. Las localidades que conforman esta comuna son: Camarones, Caritaya, Codpa, Cuya y Esquiña¹⁶. Esta comuna se identifica por su variabilidad climática, caracterizándose por sus bajas temperaturas y precipitaciones estivales en el sector precordillerano, nubosidad en la costa y condiciones secas en la pampa desértica¹⁷.

La comuna presenta un gran potencial solar, en comparación al eólico (Anexo C), por lo que se considera la aplicación de paneles solares por sobre parques eólicos. Para ver la variación de la comuna en términos de radiación, se selecciona una posible ubicación (figura 4.3) como lugar de referencia para estimar las radiaciones anuales de Camarones, las cuales son las observadas en la figura 4.4.

¹⁶ <http://chile.pueblosamerica.com/>

¹⁷ <http://imcamarones.cl/>

La comuna históricamente ha tenido problemas de electrificación, pero se ha dado luz verde a la realización de un proyecto que electrifica la comuna al conectarla al sistema eléctrico de la región¹⁸.

Como la principal actividad del sector es el cultivo de frutas tropicales y subtropicales (mangos, pomelos, mandarinas, guayabos, etc.), así como todo tipo de cultivo tradicional (papas, trigo, maíz, alfalfa, entre otros), el agua es de suma importancia para la comuna. Este recurso se obtiene principalmente del río Camarones, al cual le han encontrado altos índices de arsénico. Los índices encontrados de arsénico afectan tanto a los cultivos como al consumo humano, por lo que una solución a este problema se hace primordial¹⁹.



Figura 4.3. Radiación global horizontal en Camarones [17].

¹⁸ <http://www.intendenciaaricaparinacota.gov.cl/noticias/contraloria-da-luz-verde-a-proyecto-de-electrificacion-de-camarones/>

¹⁹ <http://www.codexverde.cl/mapa-geoquimico-evidencia-que-presencia-de-arsenico-en-comuna-de-camarones-supera-largamente-estandar-internacional/>

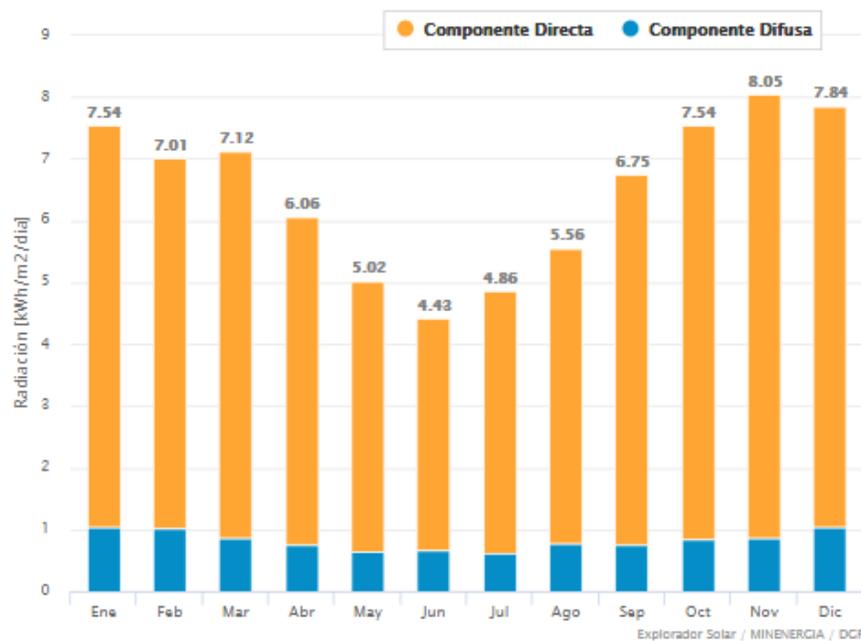


Figura 4.4. Radiación global horizontal en Camarones por periodo del año [17].

4.1.6.3 Pica

La comuna de Pica pertenece a la provincia del Tamarugal y se ubica en el sector de la depresión intermedia de la región. Las localidades que conforman esta comuna son: Cancosa, Pica, Salar de Coposa y Salar del Huasco, siendo Pica la principal de ellas²⁰.

Existen varias iniciativas de proyectos solares en esta comuna, ya que presenta condiciones ideales para su implementación²¹. Si a esto último se le agrega la estimación inicial de radiación del Anexo C, se puede descartar la opción de parques eólicos en el lugar.

Como la comuna presenta este gran potencial solar, se considera el sector de la figura 4.5 como lugar de referencia para estimar las radiaciones anuales, las cuales se observan en la figura 4.6.

Sobre el agua del oasis de Pica, se ha reportado un descenso en la calidad de esta, lo cual ha afectado a la agricultura. Esto afecta considerablemente su principal actividad, el cultivo de frutas como Mango, Naranja y Limón. Debido a esto, se está realizando en la actualidad análisis a esta agua para detectar cuáles pueden ser las causas de estos problemas²².

²⁰ <http://chile.pueblosamerica.com/>

²¹ <http://www.energiaenchile.cl/pica-tiene-la-mayor-radiacion-solar-util-para-crear-energia/>

²² <http://www.noticias.ucn.cl/noticias/ucn-estudia-calidad-de-aguas-subterranas-en-cuenca-de-pica-matilla-y-valle-de-quisma/>



Figura 4.5. Radiación global horizontal en Pica [17].

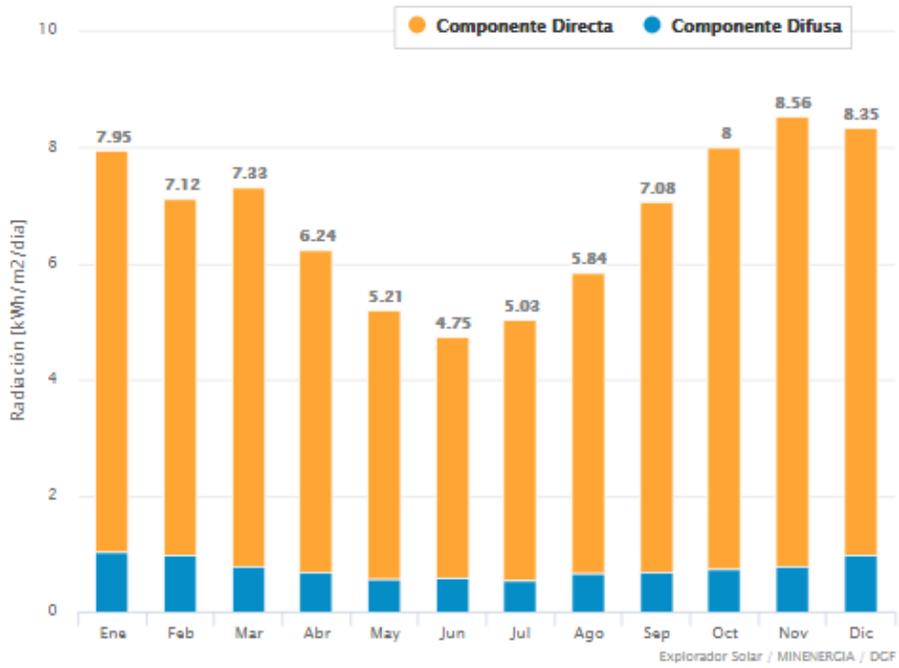


Figura 4.6. Radiación global horizontal en Pica por periodo del año [17].

4.1.6.4 Camiña

La comuna de Camiña se ubica en la quebrada de Tana, provincia del Tamarugal, es una comuna rural de difícil acceso debido a su ubicación entre quebradas. Las principales actividades que desarrollan son la agricultura, ganadería, caza y silvicultura²³.

No hay empresas que suministren de manera directa electricidad, agua ni gas a la comuna. Es por esto que dependen de generadores diésel y del valle de Tana, pero este último ha reportado altos niveles de arsénico, al igual de varias comunas en el norte de Chile²⁴.

La comuna presenta principalmente potencial solar, en comparación al eólico (Anexo C), por lo que se considera la aplicación de paneles solares por sobre parques eólicos. Para ver la variación de la comuna en términos de radiación, se selecciona una posible ubicación (figura 4.7) como lugar de referencia para estimar las radiaciones anuales de Camiña, las cuales son las observadas en la figura 4.8.

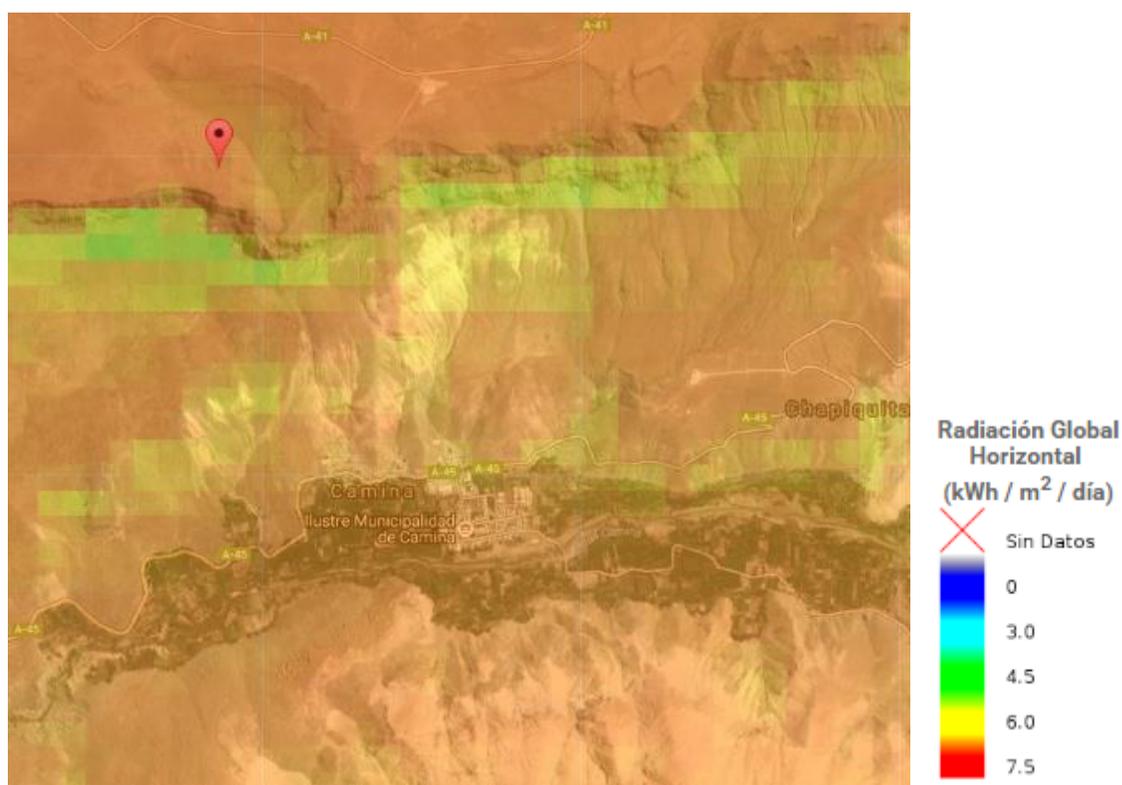


Figura 4.7. Radiación global horizontal en Camiña [17]].

²³ <http://reportescomunales.bcn.cl/2015/index.php/Categor%C3%ADa:Comunas>

²⁴ <http://diariolongino.cl/archives/6852>

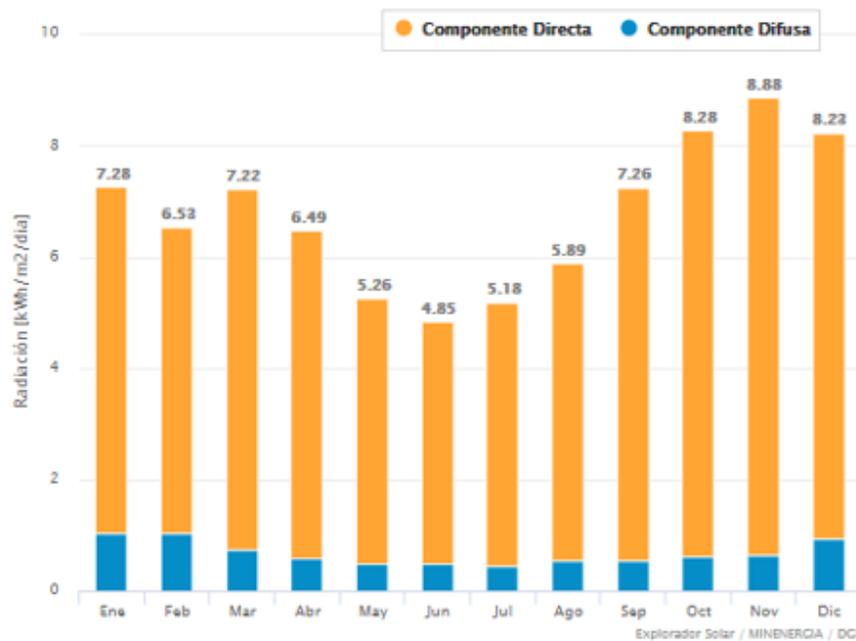


Figura 4.8. Radiación global horizontal en Camiña por periodo del año [17].

4.1.6.5 Colchane

La comuna de Colchane es una comuna rural situada en el altiplano, dentro de la provincia del Tamarugal, limitando con Bolivia. Las localidades que conforman esta comuna son: Caico, Cariquima, Colchane, Isluga y Puchuldiza, siendo la principal Colchane²⁵. Sus principales actividades están en torno a actividades administrativas y la agricultura, destacando la quinua²⁶.

Colchane tiene el índice de pobreza más alto de la región, muy por encima del promedio nacional, caracterizándose por su lejanía de las zonas urbanas y transporte público limitado, ya que la única forma de llegar es transporte público Boliviano (Iquique-Oruro-Iquique)²⁷. No cuentan con las condiciones básicas de habitabilidad, es decir, tienen luz eléctrica solo 3 horas al día y el agua que consumen proviene de vertientes²⁸.

Este suministro de luz lo otorga una única empresa mediante un generador diésel, que ha generado problemas de funcionamiento y ha tenido que ser cambiado²⁹.

Sobre la opción de otra forma de generar electricidad, la comuna presenta principalmente potencial solar, en comparación al eólico (Anexo C), por lo que se considera la aplicación de paneles solares por sobre parques eólicos. Para ver la variación de la comuna en términos de radiación, se selecciona

²⁵ <http://chile.pueblosamerica.com/>.

²⁶ <http://www.indap.gob.cl/noticias/detalle/2016/05/13/agricultores-elaboran-plan-estrat%C3%A9gico-para-el-desarrollo-de-la-quinua-en-colchane>

²⁷ <http://reportescomunales.bcn.cl/2015/index.php/Categor%C3%ADa:Comunas>

²⁸ <http://www.imcolchane.cl/>.

²⁹ <http://www.goretarapaca.gov.cl/gestionan-generador-electrico-para-colchane-que-desde-el-viernes-se-encontraba-sin-luz/>

una posible ubicación (figura 4.9) como lugar de referencia para estimar las radiaciones anuales de Colchane, las cuales son las observadas en la figura 4.10.



Figura 4.9. Radiación global horizontal en Colchane [17].

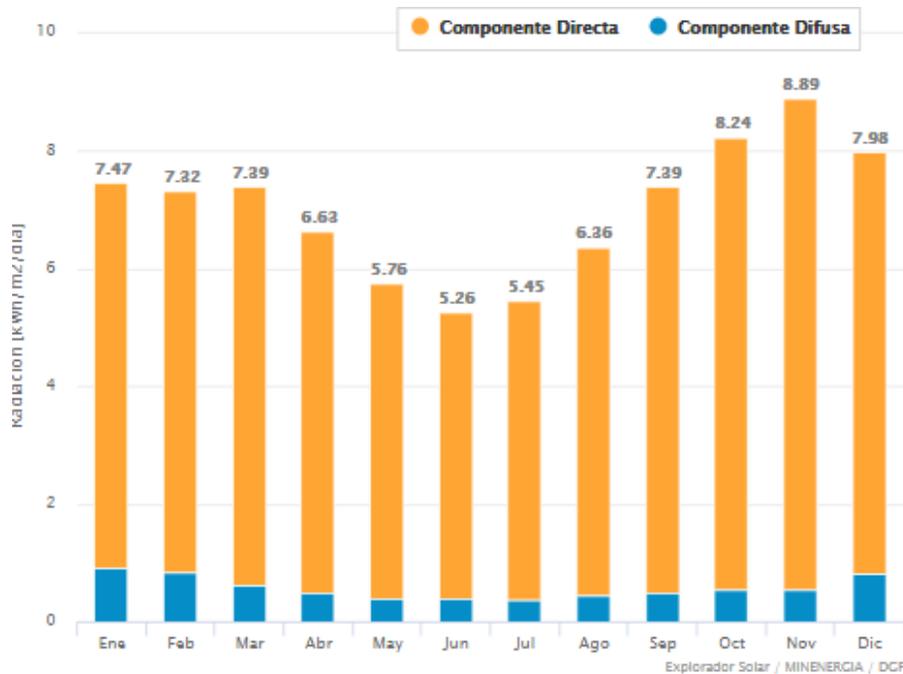


Figura 4.10. Radiación global horizontal en Colchane por periodo del año [17].

4.1.7 Selección comuna única

Para seleccionar la comuna única, se ocupara una tabla resumen, donde se identificaran las características más relevantes.

Tabla 4.6. Resumen comunas.

Comuna	Población	Tipo población	N° empresas suministro	Situación eléctrica	Situación agua	Situación geográficos	Radiación promedio [kWh/m ² día]
Putre	1.559	Rural	1	Conectado red	Presencia arsénico	Lejanía urbana	6.45
Camarones	724	Rural	2	Conectado a la red	Presencia arsénico	Ubicado en una quebrada	6.63
Pica	4.581	Urbana	1	Proyecto Solar	Baja calidad	No es una zona extrema	6.72
Camiña	1.263	Rural	0	Generador particular	Presencia arsénico	Ubicado en una quebrada	6.84
Colchane	1.512	Rural	1	Generador diesel	Presencia arsénico	Lejanía urbana	6.87

Al revisar la tabla 4.6 se puede apreciar que los principales problemas de agua se tienen por la presencia de arsénico, a excepción de Pica, la cual está siendo analizada actualmente.

Por la parte eléctrica, los principales problemas se aprecian en las comunas de Camiña y Colchane, donde en la primera no se tiene una empresa que suministre el recurso y en el segundo se tiene una empresa que instala un generador para toda la comuna.

Tomando en cuenta lo anterior, y teniendo en consideración el aspecto geográfico para una instalación de una planta solar y la radiación solar promedio, se selecciona como comuna única a la comuna de Colchane para seguir con el estudio técnico-económico.

4.2 Ubicación planta eléctrica e hídrica

Ya teniendo seleccionado a Colchane como la comuna a la cual se le realizara el estudio, hay que analizar el planteamiento de este. Como se busca el suministro de electricidad y agua para toda la comuna, se necesitara instalar dentro de la comuna plantas eléctricas e hídricas. La planta eléctrica será de energía solar, la cual podrá ser fotovoltaica o con colectores solares. Por otro parte, para la potabilización se necesitara un proceso que se adecue a las condiciones del agua del sector, siendo el arsénico uno de los principales factores a considerar.

Como se tienen distancias de 12 a 29 km de separación entre los 3 poblados principales donde se concentra la población (Colchane, Cariquima e Isluga), no es factible el instalar una planta grande de cada tipo debido a la distribución, por lo que se tendrán que instalar 3 plantas de cada tipo a las cercanías de los poblados.

Entonces a continuación se procede a mostrar la caracterización de los recursos a usar y como se deberán ubicar las plantas eléctricas e hídricas dentro de la comuna.

4.2.1 Caracterización del recurso solar

La radiación solar es el recurso utilizado en las plantas solares para la generación de energía, por lo que este es el recurso que se debe caracterizar en los 3 poblados principales.

Como ya se realizó en la sección anterior, se ocupa el explorador solar para la radiación solar dentro de la comuna, obteniendo los valores de la Tabla 4.7 para cada uno de los poblados.

Tabla 4.7. Radiación global horizontal para cada poblado [17]

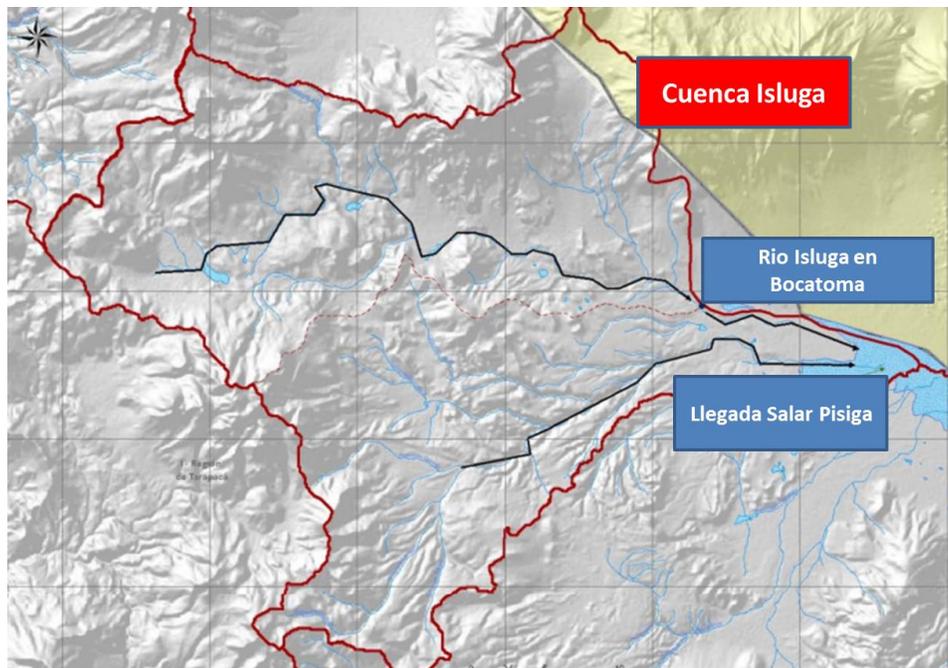
Poblado	Radiación global horizontal [kWh/m² día]
Colchane	7,04
Cariquima	7,14
Isluga	6,98

Este valor no será el real ocupado por los paneles fotovoltaicos, ya que tendrán una inclinación que modificara este valor y dependerá de la optimización del ángulo la radiación inclinada que se obtenga.

4.2.2 Caracterización del recurso hídrico

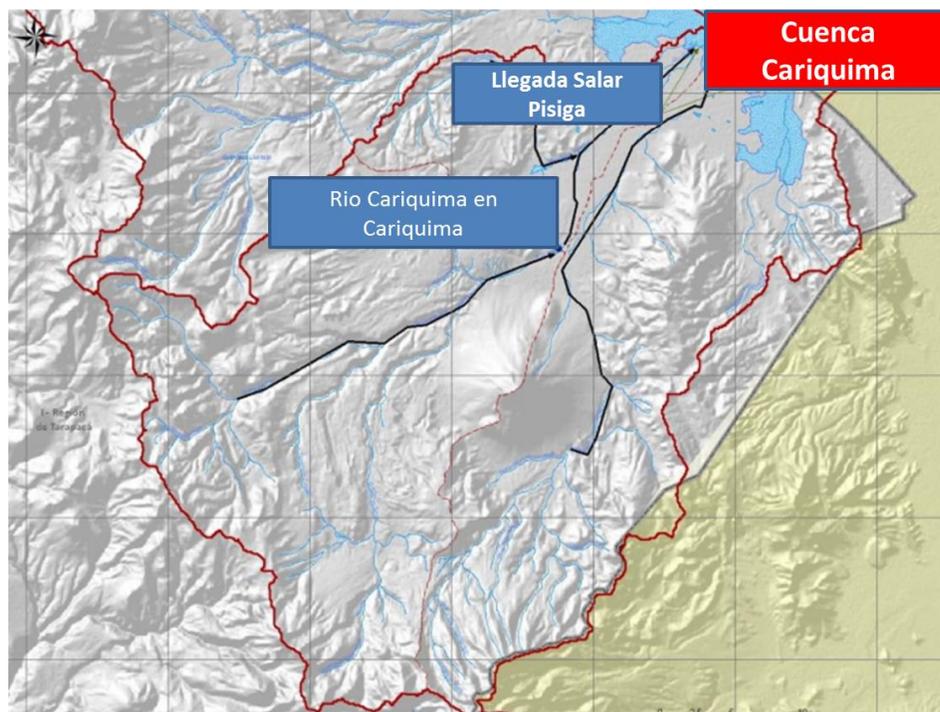
Las plantas hídricas tendrán que trabajar con un caudal determinado, por lo que se debe caracterizar los caudales que se tienen en el sector.

Los recursos hídricos de la comuna se presentan principalmente en las cuencas, Isluga y Cariquima, por lo que se deberá caracterizar tanto el caudal como los parámetros fisicoquímicos de estas. Para los caudales superficiales de estas cuencas se ocupa la estimación de recarga de la cuencas altiplánicas [19], donde se detalla los caudales para los ríos que pasan cercanos a las poblaciones. Estas cuencas se observan en las figuras 4.11 y 4.12.



— Límites de la Cuenca — Ríos de la Cuenca

Figura 4.11. Flujos principales de la Cuenca de Isluga.



— Límites de la Cuenca — Ríos de la Cuenca

Figura 4.12. Flujos principales de la Cuenca de Cariquima.

Para los flujos de la figura 4.11 se tiene un escurrimiento promedio de 0,47 m³/s para el río Isluga, que es el que pasa por Colchane e Isluga, y a este escurrimiento se le agrega un segundo flujo de 0,27 m³/s al llegar al Salar Pisiga.

Para los flujos de la figura 4.12 se tiene un escurrimiento promedio de 0,47 m³/s para el río Cariquima, que es el que pasa por Cariquima, y a este escurrimiento se le agregan dos flujos más de 0,39 y 0,072 m³/s al llegar al Salar Pisiga.

De acuerdo a lo anterior, se desprende que los caudales que pasan por los tres poblados son los de la tabla 4.8

Tabla 4.8. Caudales que pasan por cada poblado.

Poblado	Caudal [m³/s]
Colchane	0,47
Cariquima	0,47
Isluga	0,47

Para los parámetros fisicoquímicos del caudal de las cuencas se ocupan los valores del Anexo 4, el cual presenta los rangos mínimas y máximo presentados en el río Isluga [20], el cual sirve como referencia para la selección y dimensionamiento de la planta hídrica.

4.2.3 Ubicación de las plantas eléctricas e hídricas dentro de la comuna

Con las caracterizaciones ya realizada sobre las radiaciones y caudales en la comuna, se demuestra que la disponibilidad y cantidad de los recursos necesarios para las plantas están presentes en los 3 poblados. Con esto claro, se ubican las plantas como se muestra en la figura 4.13 y teniendo el resumen de cada poblado en la tabla 4.9. Las distancias que separan estas plantas son:

- Colchane-Isluga: son 12,4 km, con un tiempo promedio de 33 minutos entre cada poblado debido a las condiciones del camino.
- Colchane-Cariquima: son 26,9 km, con un tiempo promedio de 25 minutos entre cada poblado, siendo menor que para Isluga (a pesar de ser más distancia) porque se realiza sobre caminos en mejores condiciones.
- Cariquima-Isluga: son 29 km, con un tiempo promedio de 39 minutos entre cada poblado.

Tabla 4.9. Recursos eléctricos e hídricos para los poblados.

Poblado	Radiación [kWh/m² día]	Caudal [m³/s]
Colchane	7,04	0,47
Cariquima	7,14	0,47
Isluga	6,98	0,474

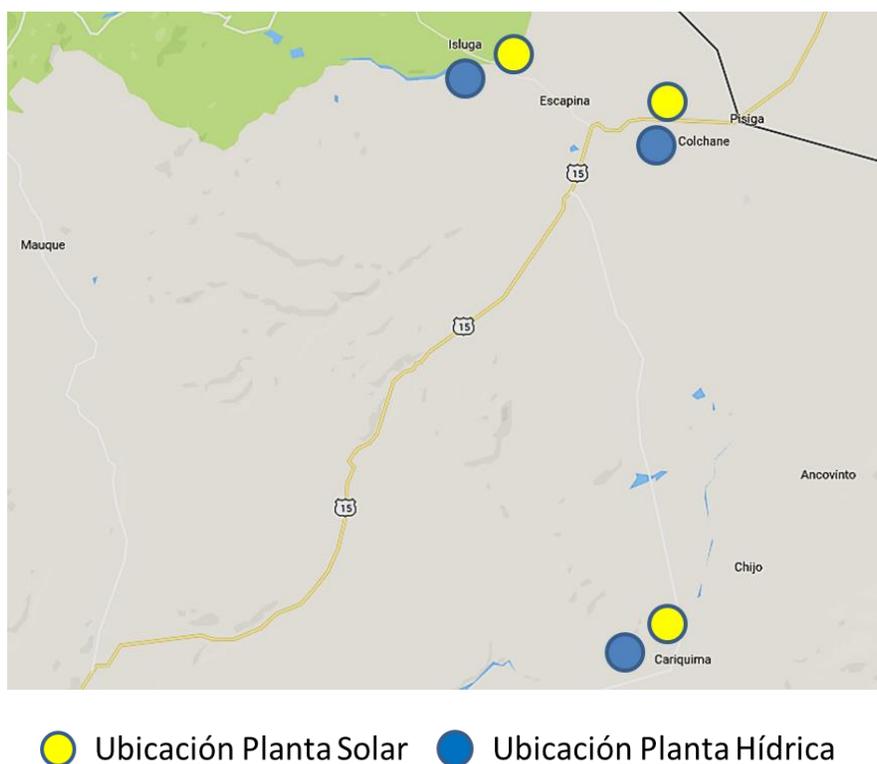


Figura 4.13. Ubicación de las plantas eléctricas e hídricas en cada poblado.

4.3 Ajuste de consumos para la comuna

Para la comuna de Colchane ya se tiene una primera aproximación de los consumos eléctricos e hídricos, pero estos se deben ajustar de acuerdo a las condiciones del sector, por ejemplo, es una comuna rural, por lo que el consumo doméstico será menor al originalmente estimado. Por otro lado hay que agregar los consumos de iluminación pública y usos generales (lugares públicos). Para el caso de festividades (donde aumenta considerablemente la cantidad de personas que visitan la comuna en un día) se ocupara el generador diésel que ya tienen en la comuna en distintas localidades³⁰.

A esto último, hay que considerar que se instalaran plantas en 3 poblados distintos (sección anterior), por lo que la estimación de los consumos se debe hacer por población.

Como no se tiene una cantidad exacta de habitantes por poblado debido a que no se tiene una información clara respecto a la distribución de la población dentro de la comuna, se deben hacer aproximaciones. La referencia que se tiene es solo una distribución por distrito del 2002³¹, la cual entrega como información que hay más de 1.100 habitantes en el distrito de Isluga (donde se ubican

³⁰[ftp://ftp.cne.cl/pub/EA/Estudios_%20Energ%EDa%20Abierta%20Julio%202016/5.%20Diagn%F3sticos%20Energ%E9ticos%20de%20las%20Regiones%20de%20Arica%20y%20Parinacota,%20Tarapac%E1,%20Antofagasta%20y%20Atacama%20L%EDnea%20de%20Trabajo%20Tarapac%E1/Resumen%20Ejecutivo_Diagnostico%20Tarapac%E1.pdf](http://ftp.cne.cl/pub/EA/Estudios_%20Energ%EDa%20Abierta%20Julio%202016/5.%20Diagn%F3sticos%20Energ%E9ticos%20de%20las%20Regiones%20de%20Arica%20y%20Parinacota,%20Tarapac%E1,%20Antofagasta%20y%20Atacama%20L%EDnea%20de%20Trabajo%20Tarapac%E1/Resumen%20Ejecutivo_Diagnostico%20Tarapac%E1.pdf)

³¹ http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/territorio/division_politico_administrativa/pdf/dpa2001.pdf

Colchane e Isluga) y cerca de 500 para el de Cariquima. Tomando en cuenta el crecimiento de la región, se considera el estimado de 600, 550 y 500 habitantes para Colchane, Cariquima e Isluga respectivamente.

4.3.1 Consumo domestico

El consumo doméstico considera lo que se consume dentro del hogar, tanto en electricidad como en agua.

Originalmente se había realizado una estimación estándar para el consumo eléctrico, donde se puso como referencia 60 kWh mensuales por persona. Este valor es un promedio a nivel nacional, por lo que representa una estimación elevada para una comuna rural, como es el caso de Colchane. Es por esto que se reajusta el valor a 45 kWh mensuales (1,5 kWh diario aproximadamente) por persona [16], el cual sigue siendo un valor alto para una comuna rural, pero esto ayudaría a mejorar la calidad de vida a los habitantes del sector. El reajuste implica una disminución en el total de consumo eléctrico doméstico, como se observa en la tabla 4.10.

Tabla 4.10. Consumo doméstico en electricidad y agua por poblado.

Poblado	Cantidad habitantes	Consumo doméstico en electricidad al día [kWh]	Consumo doméstico en agua al día [m³]
Colchane	600	887,7	75
Cariquima	550	813,7	69
Isluga	500	739,7	63

Además se realizó un reajuste al consumo hídrico, donde también se bajó de 200 litros diarios por persona a 125 litros³² (esto es 0,125 m³ por persona), ya que también el consumo de agua en una comuna rural es menor que en una urbana. Esta disminución también se observa en la tabla 4.10.

4.3.2 Consumo de uso general

Para el consumo general se considera el uso de recursos eléctricos e hídricos para establecimientos públicos, es decir, pequeñas escuelas, consultorios médicos o edificios públicos en general.

Para realizar esta estimación eléctrica se utilizó el “Boletín de Estadísticas Eléctricas” [21], donde se estima el consumo para uso general a nivel país y se relaciona con el consumo residencial. De acuerdo a esto, se estima que el consumo para uso general es 66,6% con respecto al consumo doméstico, por lo que se obtiene los valores de la tabla 4.11.

³² <http://www.gob.cl/cuidemos-el-agua/>

Tabla 4.11. Consumo de electricidad para usos generales en los poblados.

Poblado	Cantidad habitantes	Consumo para uso general en electricidad al día [kWh]
Colchane	600	591,8
Cariquima	550	542,5
Isluga	500	493,2

Por otro lado, para el consumo hídrico se tuvo que considerar el “Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo”³³, donde se especifica que se debe tener al menos 100 litros por persona que esté en estos recintos. Considerando los reportes comunales como referencia³⁴, se tiene que hay 5 recintos educacionales (albergan aproximadamente 130 alumnos, además de trabajadores, por lo que se considerara que es un 10% de la población de la comuna) y 3 recintos médicos (2 postas y un consultorio, por lo que se considera un 1% de la población para estos recintos). A esto hay que agregarle un edificio público por población (3 en total), donde en promedio trabajan 3 personas. De esta manera el consumo hídrico para uso general se resume en la tabla 4.12, donde se consideró el doble de agua para los recintos médicos.

Tabla 4.12. Consumo de agua para usos generales en los poblados.

Poblado	Cantidad habitantes	Consumo escuelas en agua [m³]	Consumo recintos médicos en agua[m³]	Consumo edificio público en agua [m³]	Consumo para uso general en agua [m³]
Colchane	600	6	1,2	0,3	7,5
Cariquima	550	5,5	1,1	0,3	6,9
Isluga	500	5	1	0,3	6,3

4.3.3 Consumo iluminación pública

Para la iluminación pública se considera también el “Boletín de Estadísticas Eléctricas” [21], siendo para este caso un 22,4% con respecto al consumo doméstico, obteniendo como resultado los consumos de la tabla 4.13.

Tabla 4.13. Consumo de electricidad para la iluminación pública en los poblados.

Poblado	Cantidad habitantes	Consumo para iluminación en electricidad al día [kWh]
Colchane	600	199,6
Cariquima	550	182,9
Isluga	500	166,3

³³ http://www.ispch.cl/sites/default/files/documento/2013/02/ds594_2.pdf

³⁴ <http://reportescomunales.bcn.cl/2015/index.php/Categor%C3%ADa:Comunas>

4.3.4 Reservas hídricas

Para la comuna se contemplara una reserva hídrica de una semana en total, lo cual se detalla en la tabla 4.14.

Tabla 4.14. Reservas eléctricas e hídricas por poblado.

Poblado	Cantidad habitantes	Reservas en agua [m³]	Cantidad visitantes posibles en agua
Colchane	600	525	26.250
Cariquima	550	481	24.063
Isluga	500	438	21.875

Esta reserva tendrá dos fines:

- Para cualquier emergencia que se produzca debido a alguna falla en la planta, por lo cual se consideró una semana de almacenamiento, ya que es una comuna rural y se necesitara algo de tiempo para arreglar alguna falla. Hay que considerar que esta reserva considera que se mantiene un consumo igual al estimado durante esa semana.
- Para las visitas que vengan a los poblados durante el año (sin contar festividades), por lo cual se estima un consumo diario de 20 litros por visitante. Con estos valores de referencia se tendría una reserva para abastecer más de 20.000 visitantes con esta reserva para cada uno de estos poblados (tabla 4.14). Hay que considerar que se considera el visitante por día.

Estas reservas se almacenaran en estanques y para generar estas reservas se producirá una cantidad extra por día de agua para ir llenando los estanque (tabla 4.15).

Tabla 4.15. Cantidad diaria extra mínima producida para el almacenamiento hídrico.

Poblado	Extra diario en agua [m³]
Colchane	1,23
Cariquima	1,13
Isluga	1,03

Ya con todos estos valores, el total en consumo eléctrico e hídrico se resume en la tabla 4.16.

Tabla 4.16. Total consumos eléctrico e hídricos en cada poblado.

Poblado	Total diario en electricidad [kWh]	Total diario en agua [m³]
Colchane	1.679,0	83,73
Cariquima	1.539,1	76,78
Isluga	1.399,2	69,83

Estos valores son los estimados para cada poblado y en base a ellos se dimensionaran las plantas y se hará el respectivo análisis económico. Hay que considerar que los valores de la energía se tendrán que modificar luego del dimensionamiento de la planta hídrica, ya que esta también necesitara energía eléctrica.

4.4 Tecnología Hídrica

En esta sección se procederá a seleccionar la tecnología a utilizar para el tratamiento del agua, donde se tendrá que tener presente los parámetros de la calidad de agua (Anexo A.4), los cuales se obtienen del reporte del gobierno sobre la “Cuenca del Rio Isluga”. Estos valores se consideran tanto para el Rio Isluga como el Cariquima, ya que el reporte considera a los dos ríos como cauces de la Cuenca de Isluga.

4.4.1 Selección tecnología

Para el tratamiento de aguas existen diversas tecnologías, dependiendo de la calidad de agua. Para el caso de la comuna de Colchane, la calidad de agua es mala, teniendo altos índices de arsénico en ella, sobrepasando la norma en Chile. Este parámetro es uno de los fundamentales en el tratamiento del agua de la comuna.

Existen diversas alternativas para la remoción del As en agua. Cada una presenta ventajas y desventajas y, a la hora de su elección en la etapa de diseño, su conveniencia estará dada por su eficiencia, costos, tamaño de población a la que sirve, condiciones de mercado, entre otros.

Las tecnologías principales en la remoción de arsénico se presentan en la tabla 4.17, donde se detalla la eficiencia de remoción [22].

Tabla 4.17. Tecnologías para remoción de arsénico y su eficiencia.

Proceso	Remoción	Tipo
Coagulación (FeCl ₃)	>90%	As(V)
Remoción de Fe-Mn	70-80%	As(V)
Intercambio iónico	85-95%	As(V)
Lecho de arena recubierta con oxido de fierro	85-95%	As(V)
Ablandamiento	80-90%	As(V)
Ósmosis inversa	>95%	As(V)
Ósmosis inversa	40-50%	As(III)

De la tabla se desprende que las tecnologías que presentan una mayor remoción de arsénico son la de Coagulación y Osmosis inversa, obteniendo una remoción superior al 90%, agregado a su eficiencia en la potabilización del agua en general.

Para comparar estas tecnologías, se ocupara el factor económico. Una estimación de los costos asociados a la inversión inicial se muestra en la tabla 4.18, donde se muestra el costo de la tecnología por m³ a tratar [23]. Hay que considerar que estos valores son para plantas de 65 m³/h.

Tabla 4.18. Costos asociados al tratamiento por Osmosis inversa y Coagulación.

Tratamiento	Inversión inicial [US\$/m³]	Residuos [m³/año]
Osmosis inversa	7.384	119.000
Coagulación	6.153	20.400

Como se observa en la tabla 4.18, se tiene que los costos de inversión inicial son mayores en la Osmosis inversa, además de producir una cantidad de residuos por año a ser tratados mucho mayor (cerca de 5 veces más), lo cual encarece aún más el proceso.

A esto hay que agregarle el hecho que las membranas de la osmosis inversa se tienen que ir cambiando cada 4-5 años y que el proceso de osmosis inversa necesita una gran cantidad de energía, lo cual encarece aún más el proceso

La ventaja que presenta la Osmosis inversa está en la eficiencia, sobre todo en el As(III), pero si se le agrega un proceso de oxidación al arsénico, esta diferencia se vería disminuida.

Debido a esto, se selecciona el tratamiento de Coagulación para las plantas hídras en la comuna de Colchane.

4.4.2 Dimensionamiento tecnología

Como la tecnología se tiene seleccionada, hay que dimensionarla. Para el caso de la Coagulación, lo principal a considerar son los químicos a usar en el tratamiento del agua y las instalaciones (de aguas y lodos), pero antes de ello hay que tener claro los procesos que implica este tratamiento y como estos se dimensionan. En la figura 4.14 se muestran las etapas que implica la potabilización de agua mediante Coagulación-Floculación.

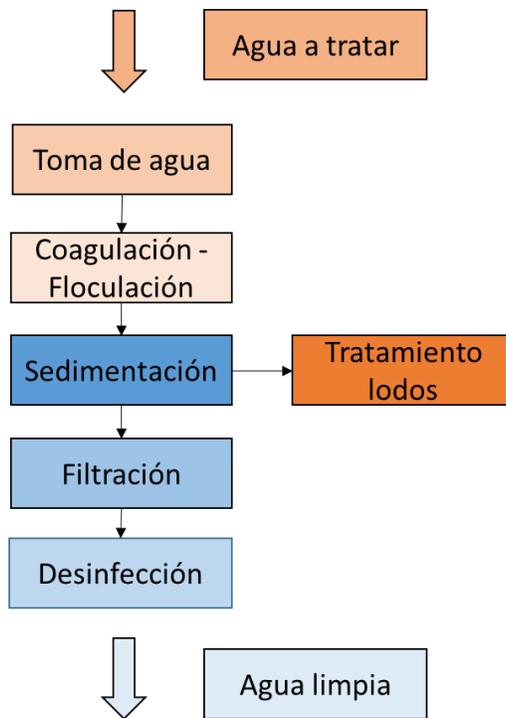


Figura 4.14. Procesos de una planta de Coagulación-Floculación

Antes de tratar el agua, se debe hacer una etapa preliminar, que consisten en un análisis en laboratorio que se realiza para determinar los químicos a usar (coagulantes-floculantes) y el comportamiento de estos. Lo que afectara en el análisis será la concentración de parámetros fisicoquímicos presentes en el agua a tratar.

Para el presente caso no se tiene la opción de realizar este ensayo en laboratorio, ya que no se cuenta con una muestra de agua del Río Isluga o Cariquima, pero se tiene una tabla con algunos parámetros fisicoquímicos del agua de la cuenca de Isluga (Anexo D). Teniendo estos valores como comparación, se selecciona un agua con condiciones similares de arsénico a la cual se le realizó el ensayo de laboratorio para determinar el coagulante a usar [24]. De acuerdo a los resultados desprendidos en este análisis para estos niveles de arsénico, el coagulante más efectivo es el cloruro férrico, pese a que es más delicada la manipulación. La ventaja de este coagulante es que funciona tanto como coagulante-floculante y además produce flóculos de mayor peso. En el caso que la manipulación en la planta fuera muy complicada (por condiciones del caudal a tratar), la segunda opción es el sulfato de aluminio, el cual es más fácil de manipular, aunque tiene un eficiencia menor en la remoción del arsénico.

Como uno de los componentes principales a analizar es el arsénico, se va a tener que la eficiencia de remoción de As (V) comparada con la de As (III) es mayor, por lo que se justifica la oxidación del agua previo tratamiento en el presente caso. El oxidante utilizado para realizarla será hipoclorito de Na, el cual también ayuda a la floculación.

De esta manera se cubre tanto el As(III) como el As(V), con lo que se asegura poder alcanzar los estándares de calidad de agua deseados (NCH 409/1: Norma calidad del agua potable), pero para

poder mantener esta calidad de agua, es necesario ir reajustando estos valores periódicamente con ensayos de laboratorio. Por esto último, en la planta de tratamiento se debe tener un equipo “Jar-Test” (jarras de prueba) para ir realizando estos ensayos de acuerdo a las variaciones del agua de entrada a la planta potabilizadora.

Ya habiendo realizado esta etapa previa, donde se determinó el coagulante-floculante a utilizar, se pasa a los procesos, que son: coagulación, floculación, sedimentación, filtración y desinfección.

- La coagulación es la desestabilización de un coloide producida por la eliminación de las dobles capas eléctricas que rodean a todas las partículas coloidales, con la formación de núcleos microscópicos.
- La floculación es la aglomeración de partículas desestabilizadas primero en microfloculos, y más tarde en aglomerados voluminosos llamados flóculos.
- La sedimentación se define como el proceso natural por el cual las partículas más pesadas que el agua, que se encuentran en su seno en suspensión, son removidas por la acción de la gravedad.
- La filtración es un proceso de separación basado en el paso de una mezcla sólido- líquido a través de un medio poroso (filtro) que retiene el sólido y permite el paso del líquido (filtrado).
- La etapa final del proceso de potabilización de aguas de consumo humano es siempre la desinfección. Se trata de la etapa de mayor importancia ya que ha de garantizar la eliminación de microorganismos patógenos que son responsables de gran número de enfermedades (tifus, cólera, hepatitis, gastroenteritis, salmonelosis, etc.).

Ya con los procesos principales definidos, se pasa a definir cada una de las etapas que se tendrán en la planta y los equipos a utilizar, los cuales son:

- Toma de agua
- Tanque entrada
- Canaleta Parshall
- Floculador
- Sedimentador y laguna de lodos
- Filtros y estanques de lavado filtros
- Estanques
- Dosificador y estanques para químicos
- Bombas
- Otros

Los dimensionamiento o los equipos serán para una caudal de 2,7 L/s, donde la planta tendrá que trabajar entre 7 y 9 horas diarias para cumplir con los requerimientos de los poblados.

4.4.2.1 Toma de agua

Existen distintos tipos de tomas de agua, pero de acuerdo a los 2004 L/s de potencial de escurrimiento que hay en los ríos donde se pondrán las plantas³⁵ o al promedio de caudal del río Isuga sobre los 400 L/s al año [19], se elige como toma de agua un canal de derivación, ya que solo se necesitarán 2,7 L/s para las plantas.

La estructura del canal de derivación constará de dos secciones de concreto, donde la segunda se ubicará en una sección del río, para así desviarla hacia la planta. Este canal de derivación necesitará rejillas para evitar los sólidos flotantes de mayor tamaño pasen a la planta, por lo que tendrá un total de 20 rejillas de 0,008 m de ancho. De esta manera se obtienen las dimensiones de la toma de agua de la tabla 4.19.

Tabla 4.19. Dimensiones para la toma de agua.

Parámetro	Valor
Ancho bocatoma	1,87 m
Profundidad bocatoma	0,3 m
Ancho rejilla	0,008 m
Alto rejilla	0,6 m

4.4.2.2 Tanque entrada

Luego de la toma de agua, se necesitará un tanque de entrada, el cual tendrá un filtro-malla para así no dejar pasar los sólidos más pequeños (sobre 50 micras) que dejaron pasar las rejillas, además de controlar el caudal que llega al canal Parshall (donde se agrega el coagulante).

Este estanque tendrá un volumen de 10 m³, con lo cual no tendrá problemas con el caudal de 2,7 L/s, teniendo las dimensiones de la tabla 4.20.

Tabla 4.20. Dimensiones para el tanque de entrada.

Parámetro	Valor
Ancho del estanque	2m
Largo del estanque	2,5 m
Profundidad del estanque	2 m

Este estanque tiene las dimensiones necesarias para contener sin problemas el flujo de una hora de funcionamiento, por lo que tendrá una válvula tipo piloto, con la cual se controlará el flujo de entrada a la planta.

³⁵ <http://www.imcolchane.cl/pladeco.html>

4.4.2.3 Canaleta Parshall

Luego de tanque de entrada, se necesita hacer una “mezcla rápida” para agregar el coagulante. Para realizar esto se ocupa una canaleta Parshall, que es un equipo el cual sirve para verificar el caudal del afluente como también para lograr la mezcla rápida de químicos en el agua.

De esta manera se regula el flujo mecánica y se mide el caudal, además de inyectar el coagulante y el hipoclorito de Na en la mitad de la canaleta (garganta), debido a que en este sector se genera la transición de la condición súper crítica a una sub crítica.

La dimensiones de la canaleta Parshall para el caudal a tratar (2,7 L/s) son las de la tabla 4.21 (tabla completa en el Anexo E), las cuales son las estandarizadas para esta cantidad de flujo [25].

Tabla 4.21. Dimensiones principales de la Canaleta Parshall.

Parámetros	Valor
Ancho garganta de la canaleta	2,5 cm
Longitud inclinada canal en reducción antes de garganta	36,3 cm
Longitud canal en reducción antes de la garganta	35,6 cm
Ancho de canal después de la canaleta	9,3 cm
Ancho de canal antes de la canaleta	16,8 cm
Profundidad pared lateral de canaleta	22,9 cm
Longitud estándar de garganta canaleta	7,6 cm
Longitud de canal en la ampliación después de la garganta	20,3 cm
Altura estándar de la rampa de canaleta	2,9 cm
Ancho de la canaleta	9,3 cm
Altura de la rampa	2,9 cm
Longitud de la rampa	7,6 cm

4.4.2.4 Floculador

Ya agregado el coagulante y realizada la “mezcla rápida”, se necesita realizar el proceso de floculación, el cual se hace en “mezcla lenta”. Los floculadores pueden ser de tipo hidráulico o mecánico, donde los primeros no ocupan energía eléctrica, mientras que los segundos ocupan un tipo de agitador para provocar la floculación.

Dentro de los primeros, estos pueden ser de flujo vertical o horizontal, siendo el último el elegido para la planta. Estos consisten en un tanque de concreto dividido por tabiques, baffles o pantallas de un material adecuado, dispuesto de tal forma que el agua haga un recorrido de ida y vuelta alrededor de los extremos libres de los tabiques.

El floculador horizontal dimensionado para un caudal de 2,7 L/s tendrá 20 minutos de retención, una velocidad de flujo de 0,1 m/s y un total de 22 canales. Las dimensiones de floculador son las de la tabla 4.22, donde el cálculo se detalla en el Anexo F.

Tabla 4.22. Dimensiones del Floculador.

Parámetro	Valor
Largo cámara floculación	7,23 m
Ancho cámara floculación	6 m
Profundidad cámara floculación	1,2 m
Espesar tabique	0,03 m
Distancia entre baffles	0,3 m
Espacio libre entre tabiques y pared	0,5 m

4.4.2.5 Sedimentador

Ya cuando el floculo ha crecido luego de la etapa de floculación, se pasa a una cámara de sedimentación. Existen varios tipos de sedimentadores, variando en forma del estanque (rectangulares, circulares o cuadrados) como de tipo de sedimentación (tradicionales, de placas planas, de tubos, flujo ascensional, entre otros). Entre estas opciones se elige el sedimentador de tasa alta por placas planas.

El sedimentador dimensionado para un caudal de 2,7 L/s tendrá una velocidad de 0,17 cm/s, una carga superficial de 130 m/d, un área de sedimentación de 1,79 m², una velocidad crítica de sedimentación de 18,55 m/d, un total de 13 placas con un periodo de retención en el sedimentador de 7,8 minutos y tiempo de retención en el estanque 85,7 minutos. Las dimensiones del sedimentador son las de la tabla 4.23, donde el cálculo de sus parámetros se detalla en el Anexo G.

Tabla 4.23. Dimensiones de Sedimentador.

Parámetro	Valor
Largo total estanque	2,316 m
Ancho total estanque	2 m
Profundidad total estanque	3 m
Longitud sedimentador	0,895 m
Longitud de transición	1,02 m
Desnivel lodos	3%
Profundidad salida lodos	1 m
Diámetro salida lodos	0,3 m
Diámetro desagüe	0,4 m
Ancho placa	1 m
Largo placa	0,8 m
Espesor placa	0,006 m
Separación placas	0,06 m
Angulo placas	60°

4.4.2.6 Laguna de lodos

El proceso de sedimentación genera lodos, los cuales deben tratarse. Para ellos existen distintos métodos como espesadores, lechos de secado, centrifugación, lagunas de secado, entre otros.

Para el caso, se ocuparán las lagunas de secado, a la cual se bombea el lodo y se deja sedimentar por un tiempo. Estas lagunas se llenan y se sacan de servicio, por lo que se debe tener 2 para la planta. Diariamente se va sacando el sobrante para luego ir formando rellenos sanitarios (dependiendo de las características del lodo que genere el sedimentador).

Las dimensiones de la laguna de secado se muestran en la tabla 4.24, la cual tiene un volumen para poder recibir los lodos de al menos 8 días de tratamiento y luego ser sacada de servicio. Durante esos 8 días se va secando el lodo, para luego ir formando los rellenos sanitarios. El detalle de los cálculos se muestra en el Anexo H.

Tabla 4.24. Dimensiones de la Laguna de lodos

Parámetro	Valor
Ancho piscina lodos	2,5 m
Largo piscina lodos	5 m
Profundidad piscina lodos	2 m

4.4.2.7 Filtros

En la operación de filtración, se realiza la remoción de estas partículas que no se alcanzaron a remover en los procesos anteriores haciendo pasar el flujo a través de lechos de medios porosos en los cuales las partículas, por diferentes mecanismos, son retenidas y adheridas a estos. Sale prácticamente potable.

El filtro puede ser de un solo medio (arena o antracita), de medio dual (arena y antracita) o lechos mezclados. Para el filtro de la planta se ocupará arena fina y antracita, además de grava, y serán 2 en total.

Los filtros dimensionados para 2,7 L/s tendrán una velocidad crítica de filtrado de 300 m/d, 0,3 m de grava, 0,2 m de arena fina, 0,45 de antracita, 6% de agua para el estanque de lavado con una expansión de lavado de 40%. Las dimensiones del filtro son las de la tabla 4.25 y el cálculo se detalla en el Anexo I.

Tabla 4.25. Dimensiones de los filtros de la planta hídrica.

Parámetro	Valor
Ancho estanque filtro	0,623 m
Largo estanque filtro	0,623 m
Alto estanque filtro	2,825 m
Alto drenaje	0,275 m
Alto grava	0,3 m
Alto arena fina	0,2 m
Alto Antracita	0,45 m
Alto canaleta lavado	0,1 m
Ancho canaleta lavado	0,061 m
Largo canaleta lavado	0,623 m
Altura expansión	0,38 m

4.4.2.8 Estanque lavado filtros

Para poder limpiar los filtros se necesita un proceso de lavado, el cual consiste en pasar un flujo invertido suficiente para fluidizar el medio filtrante y producir el frote entre los granos del mismo y desechando el material removido por canales de lavado.

Para ello se necesita un estanque que contenga un 6% del agua a tratar, 233, 28 m³/d, por lo que las dimensiones del estanque de lavado son las de la tabla 4.26, con lo cual se logra hacer el lavado de los filtros. El cálculo se detalla en el Anexo I.

Tabla 4.26. Dimensiones del estanque de lavado de filtros para la planta hídrica.

Parámetro	Valor
Ancho estanque lavado	1,5 m
Largo estanque lavado	2 m
Alto estanque lavado	2 m

4.4.2.9 Dosificador y estanque para químicos

Para agregar los químicos en el proceso se ocupan dosificadores, los cuales se ubican al comienzo de la planta para la coagulación-floculación (dosificador de cloruro férrico e hipoclorito de Na en la canaleta Parshall) y al final para la desinfección (dosificador de hipoclorito de Na).

El dosificador que se selecciona es el “Dosificador Electrónico Invikta 632” el cual tiene un caudal máximo de 2 L/h de químico y un consumo de 15 Watts. La ficha técnica del dosificador se encuentra en el Anexo J.

Además de esto, se necesitaran estanques de almacenamiento para los productos químicos. El seleccionado es el “Estanque Quimitank 60 L” (Anexo K) y se necesitaran 6 en total, 4 estanques de

60 litros para el hipoclorito de Na (uno para cada dosificador y dos de reserva) y 2 estanques de 60 litros para el cloruro férrico (uno para el dosificador y uno de reserva).

4.4.2.10 Estanques

Luego de pasar por el último tratamiento, el agua no se distribuye directamente, sino que se ocupa un depósito de almacenamiento. Como la estimación realizada anteriormente se hizo para poder cubrir las necesidades de 1 semana de agua con los estanques de almacenamiento, se necesitaran estanques de gran tamaño

El estanque seleccionado es el PRFV tipo D de “catálogo de AIQSA”³⁶, como el mostrado en la Figura 4.15.



Figura 4.15. Estanque PRFV tipo D.

Este estanque es de poliéster reforzado con fibra de vidrio, que puede ser usado para almacenar agua potable. El modelo es un cilíndrico vertical que se fabrica en virolas cilíndricas que se superponen "in situ" unas sobre otras, formando el cilindro completo, dichas virolas se construyen en dimensiones que por deformación elástica se convierten en transportables, igualmente ocurre con el fondo superior que se suministra partido en dos o más piezas. La base suele ser plana o de cualquier otra forma parecida, debido a que se estratifica directamente sobre el basamento del depósito. Como el estanque debe ser capaz de cubrir entre 438 y 525 m³, se eligen dos estanques con las dimensiones mostradas en la figura 4.16 que se encuentra dentro del catálogo.

³⁶ <http://www.aiqsa.com/productos/produccion/depositos/d-almac.htm#tipA-AD>

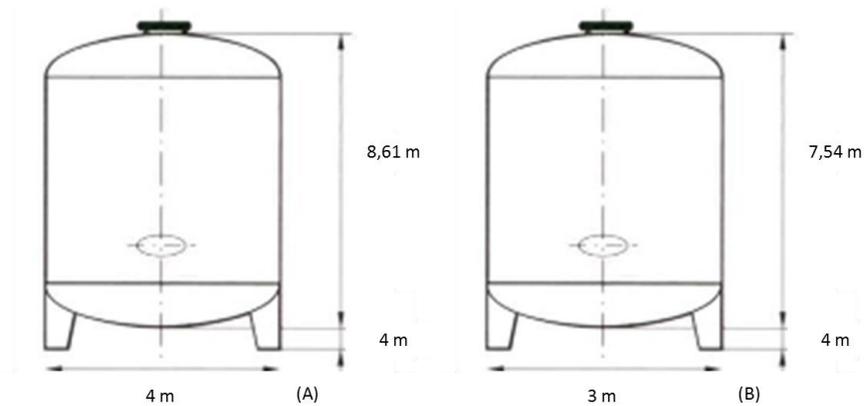


Figura 4.16. Dimensiones estanque agua producto de 100 m³ (A) y 50 m³ (B).

Estos estanques van a tener una capacidad de 100 m³ y 50 m³ respectivamente, y se distribuirán en los poblados como lo detalla en la tabla 4.27.

Tabla 4.27. Distribución estanques en los poblados.

Poblado	Cantidad agua almacenada [m ³]	Cantidad estanques
Isluga	438	4 estanques de 100 m ³ y 1 de 50 m ³
Colchane	525	5 estanques de 100 m ³ y 1 de 50 m ³
Cariquima	481	5 estanques de 100 m ³

4.4.2.11 Bombas

Para el proceso de la planta se ocuparan 3 bombas, 2 para los filtros y 1 para la laguna de lodos. A esto se le agregaran 2 de repuesto por cualquier fallo.

Como el caudal a tratar no es muy alto, se selecciona el modelo de bomba “Vortex DG Blue 0,4HP Zenit”, la cual tiene un bajo consumo, un caudal máximo de 300 L/min (5 L/s) y permite el bombeo de fluidos con sólidos en suspensión gracias a su doble sello mecánico. A esto último hay que agregarle que funciona con electricidad monofásica de 220 V y 50 Hz. En el Anexo L se encuentran los detalles de la bomba seleccionada.

4.4.2.12 Obras civiles

Las obras civiles que se necesitan hacer serán los movimientos de tierras y cimentación.

Los movimientos de tierras que se ejecutarán son los necesarios para dejar el terreno de forma uniforme para poder instalar los equipos requeridos para la planta hídrica. Se compactara el terreno y se eliminará la vegetación. Se realizarán excavaciones, rellenos y explanaciones en las zonas que sean necesarios.

La superficie definitiva del campo solar final se nivelará con una pequeña pendiente (1-2%) para facilitar el flujo del agua.

Gracias a lo descrito anteriormente, la instalación de la planta se puede hacer de manera sencilla y rápida.

4.4.2.13 Electricidad planta

Dentro de la planta se necesitara energía eléctrica, principalmente para las bombas, por lo que se ocupara energía proveniente de la planta solar para ello. Los consumos asociados a las plantas serán los de la tabla 4.28.

Tabla 4.28. Consumos eléctricos de los equipos asociados a la planta hídrica.

Equipos	Consumo por hora [Wh]	Cantidad necesaria	Consumo total por hora [Wh]
Bombas	300	3	900
Dosificadores	15	3	45
Uso General	500	1	500
Total			1445

Estos consumos dependerán de las horas de funcionamiento necesarias para cumplir la producción diaria estimada. Estas horas será para tratar el agua, por lo que se estima que son las horas de funcionamiento de dosificadores y bombas, pero para “Uso General” se considerara 10 horas, ya que esto incluye iluminación entre otras cosas. De esta manera los consumos para cada planta serán los de la tabla 4.29.

Tabla 4.29. Consumos eléctricos diarios para cada planta hídrica.

Poblados	Horas funcionamiento tratamiento [h]	Consumo [kWh]
Colchane	8,7	13,22
Cariquima	7,9	12,47
Isluga	7,2	11,81

4.4.2.14 Jar-Test

Hay un equipo necesario para la planta que es parte del proceso previo al funcionamiento de la planta, pero que se debe tener dentro de ella para seguir manteniendo los parámetros adecuados del agua. Este equipo es el Jar-Test y se debería usar de manera periódica para ir verificando las dosis de coagulante-floculante a usar.

El Jar-test seleccionado es el “Jat-Test digital de OVAN”. Este equipo es portátil y puede funcionar con 220 V. Consiste el 6 vasos de 1L con sus respectivos agitadores. El detalle del equipo se encuentra en el Anexo M.

4.5 Tecnología para generación eléctrica

En esta sección se procederá a seleccionar la tecnología a utilizar para la generación eléctrica, donde se tendrá que tener presente los consumos calculados en las secciones anteriores para cada uno de los poblados.

4.5.1 Selección tecnología

Para la generación eléctrica se escogió la energía solar, por ser la de mayor potencial en la zona. Para ellos existen 2 tipos de plantas: termo-solar y fotovoltaica.

La tecnología termo-solar se basa en la concentración de la energía del sol para obtener energía térmica. Esa energía térmica se usa para generar vapor y con éste operar una turbina convencional que produce electricidad. La energía termo-solar genera electricidad de forma gestionable, es decir, cuando la demanda lo requiera. Existen dos tipos principales de tecnología termo-solar comercial: la tecnología de torre y la cilindro-parabólica.

Por otra parte, la tecnología fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la radiación del sol para generar electricidad gracias a las características químicas de ciertos materiales. Esta tecnología genera electricidad directamente por el efecto fotoeléctrico, es decir, por la radiación solar sobre materiales semiconductores. El impacto de la energía solar sobre la estructura nuclear de los materiales semiconductores genera una corriente continua. Debido a este proceso, los módulos fotovoltaicos pueden generar energía en el momento en que la luz incide sobre el material.

El mercado de las celdas solares ha reducido grandemente sus precios, por lo que, en cuanto a costos de instalación y operación se refiere, la energía fotovoltaica lleva cierta ventaja sobre la termo-solar. A esto se le agrega que los seguidores solares fotovoltaicos tienen un menor costo, a los sistemas termo-solares pero a estos últimos les queda sólo una gran ventaja que es el almacenamiento de energía.

A pesar de lo último, se elige la fotovoltaica sobre la térmica porque tiene un menor costo tanto de inversión como de mantenimiento (sin considerar el almacenamiento), además de tener una amplia área de aplicación.

Ya teniendo claro que se ocuparan celdas fotovoltaicas, existen 4 tipos: monocristalinas, policristalinas, amorfas y micro/nano cristalinas, siendo las dos primeras las aplicables al caso planteado.

La diferencia básica entre una célula solar monocristalina y una policristalina es la composición del cristal de silicio. Las células monocristalinas están formadas por un único tipo de cristal de silicio al que se le controla el crecimiento, mientras que en las policristalinas, no se controla el crecimiento del cristal de silicio, con lo que el cristal crece en todas direcciones creando un conjunto de cristales diferentes unidos entre sí.

Originalmente las células monocristalinas solían ofrecer un rendimiento teórico (a nivel de laboratorio) un poco superior que las policristalinas, pero actualmente la diferencia casi ha desaparecido e incluso en ocasiones hay algunas células policristalinas que obtienen un rendimiento superior al de las células monocristalinas.

Uno de los puntos importante en el caso del norte de Chile es el coeficiente térmico, que es un valor con el que se cuantifica lo que le afecta la temperatura al rendimiento de las células solares. Y con este factor también es verdad que el comportamiento o rendimiento de las células monocristalinas, en un principio, se veía un poco más afectado por el incremento de la temperatura en el panel, aunque actualmente hay células monocristalinas que se comportan mejor que las policristalinas frente a aumentos de temperatura. Pero eso sí, una diferencia es que las células monocristalinas suelen ser más oscuras y por tanto absorben más el calor del sol, por lo que en funcionamiento normal, la temperatura de la célula aumenta un poco más en las monocristalinas, lo que puede afectar a su rendimiento frente a las policristalinas. Además dependiendo del panel, hay ocasiones en que los paneles monocristalinos responden mejor frente a aumentos de temperatura (tienen unos coeficientes térmicos más pequeños), con lo que aunque los monocristalinos aumenten algo más de temperatura que los policristalinos, no significa siempre que en iguales condiciones atmosféricas, se vean más afectados en rendimiento los monocristalinos que los policristalinos.

En resumen, los puntos fundamentales entre estas dos tecnologías es el costo, rendimiento y el coeficiente de temperatura (para el caso de la comuna de Colchane) para elegir el panel solar a usar, sin importar si es monocristalino o policristalino.

Considerando esto, se selecciona el panel fotovoltaico “E19/320 SOLAR PANEL de SUNPOWER”, que tiene las especificaciones generales mostradas en la tabla 4.30 (la ficha técnica se encuentra en el Anexo N).

Tabla 4.30. Especificaciones generales del panel “SUNPOWER E19/320”.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	320 W
Eficiencia	19,6%
Corriente punto de máxima potencia	5,86 A
Tensión punto de máxima potencia	57,7 V
Corriente de cortocircuito	6,24 A
Tensión de circuito abierto	64,8 V
Coeficiente de temperatura	-0,38%
Máxima tensión del sistema	600 V
Dimensiones	1559x1046x46 mm
Peso	18,6 Kg

4.5.2 Dimensionamiento tecnología

Los componentes principales de una planta fotovoltaica, además de los paneles fotovoltaicos ya mencionado, son:

- **Baterías:** Las baterías suponen una pieza clave de la instalación fotovoltaica debido a que se busca la gestionabilidad de la planta y no sólo su capacidad de producción. Las baterías son unos dispositivos que deben ser capaces de manejar cambios significativos en los flujos de energía, de almacenar mucha potencia y de tener un comportamiento dinámico de carga y descarga con un régimen de descarga variable.
- **Inversor:** Un inversor es el encargado transformar la corriente continua (DC) producida por los paneles solares en corriente alterna. Como se trata de una instalación autónoma el inversor proporciona corriente alterna como la de la red eléctrica, 220 V y 50 Hz. Si la instalación estuviese conectada a red también necesitaría de inversores para proporcionar corriente como la de la red con el fin de evitar perturbaciones.
- **Regulador:** El regulador es un sistema de regulación de carga situado entre los módulos fotovoltaicos y las baterías. Este elemento debe evitar situaciones de carga y sobre descarga de las baterías para alargar así su vida útil. El regulador trabaja durante la carga de las baterías garantizando una carga suficiente en el acumulador y evitando situaciones de descarga. También trabaja durante la descarga asegurándose de proporcionar la energía diaria suficiente y evitando la descarga excesiva de las baterías

Para poder seleccionar estos componentes, hay que primero dimensionar la capacidad de la planta, el cual se basa en el consumo proyectado para cada poblado. Estos se detallan en la tabla 4.31, donde se le agrego al consumo calculado en la sección 4.3.4 en consumo para la planta hídrica.

Tabla 4.31. Consumo diario y anuales de electricidad para cada poblado.

Poblado	Consumo diario en electricidad [kWh]	Consumo anual en electricidad [MWh]
Colchane	1.692,3	617,7
Cariquima	1.551,6	566,3
Isluga	1.410,9	515,1

Con estos valores de referencia se procede a estimar el tamaño necesario para cada una de las plantas solares con el Explorador solar [17]. En esta herramienta se ingresan los datos del panel solar seleccionado y se escogerá un sector para instalar las plantas.

Dentro de la información que requiere el explorador solar esta:

- **Tipo de Arreglo:** Los paneles pueden ser instalados en una estructura fija o sobre un sistema que se mueva a lo largo del día siguiendo la posición del sol. Se selecciona un arreglo fijo-inclinado para la planta solar, ya que no se agregara un sistema de seguimiento.

- Tipo de montaje: Se tiene dos opciones de montaje, la primera es “estructura aislada”, donde se considera que la temperatura del aire por encima del panel es igual a la temperatura del aire por debajo del panel, y la segunda es ”paralelo a techo” donde se considera que la temperatura del aire bajo el panel será mayor a la temperatura ambiente. Como el montaje de los paneles será con una estructura de soporte simple (no será aislada) se escoge la opción de “paralelo a techo”.
- Inclinación y Azimut: La inclinación y el Azimut corresponden al ángulo de elevación que tiene el panel respecto de un plano horizontal y al ángulo respecto del norte en que está rotado el panel respectivamente. Para la opción de instalación de un panel fijo inclinado existe una posición que maximiza la captación de radiación en el año. El explorador Solar ofrece esta opción de optimizar los ángulos de instalación, los cuales van variando de acuerdo a la ubicación de la planta.
- Coeficiente de temperatura: Las celdas fotovoltaicas cambian su eficiencia dependiendo de su temperatura. Mientras menor es la temperatura de la celda mayor es su capacidad de producir energía eléctrica. Para el panel solar seleccionado se tiene un coeficiente de -0,38%.
- Factor de pérdidas: Durante el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, debido a distintas causas, se va perdiendo corriente eléctrica. Este valor oscila entre los valores del 12 al 14%, dependiendo de las condiciones de la instalación.
- Cobertura: Dependiendo del material con que está hecha la cobertura superior del panel fotovoltaico, habrá pérdidas por la reflexión de la radiación en la superficie. Para el caso del panel, se tiene una cobertura anti-reflexión.
- Eficiencia del inversor: Al pasar la corriente por el inversor se genera una pérdida, que dependerá de la eficiencia del inversor y de la cantidad de corriente que se está transformando. Se asumirá 96% para la estimación, que es un valor promedio.
- Eficiencia modulo fotovoltaico: El panel solar tendrá una eficiencia de conversión que dependerá del material y la tecnología utilizada en su fabricación. Este valor corresponde al porcentaje de la radiación solar incidente que se transformará en energía eléctrica.

En las tablas 4.32 y 4.33 se resumen los valores ingresados y la capacidad necesaria para cumplir el consumo de cada poblado, con la respectiva producción diaria y anual.

Tabla 4.32. Resumen valores ingresados a Explorador Solar.

Poblado	Colchane	Cariquima	Isluga
Arreglo	Fijo-Inclinado	Fijo-Inclinado	Fijo-Inclinado
Montaje	Paralelo al techo	Paralelo al techo	Paralelo al techo
Inclinación	21°	21°	22°
Azimut	9°	7°	11°
Coef. Temperatura	-0,38%	-0,38%	-0,38%
Factor de perdida	13%	12%	13%
Cobertura	Anti-reflectante	Anti-reflectante	Anti-reflectante
Eficiencia inversor	96%	96%	96%
Eficiencia modulo	19,6%	19,6%	19,6%

Tabla 4.33. Resumen capacidades y estimado de generación para cada poblado.

Poblado	Capacidad Instalada [kW]	Estimado diario de generación [MWh]	Estimado anual de generación [MWh]
Colchane	306	1.79	652
Cariquima	288	1.65	601
Isluga	270	1.55	565

Ya teniendo la capacidad estimada para la planta, se procede a seleccionar-y dimensionar los otros componente principales, además se detalla algunos elementos del proyecto que no son dimensionados en detalle, pero si son considerados para la evaluación económica del proyecto.

4.5.2.1 Baterías

Para la elección de las baterías, se necesita primero saber cuánto es lo que hay que tener almacenado diariamente para poder cumplir con los requerimientos del poblado. Para ello se estima la distribución del consumo diario de cada poblado como se muestra en las Figuras 4.17, 4.18 y 4.19, donde se tiene el consumo distribuido en el día promedio en contraste con la producción diaria estimada.

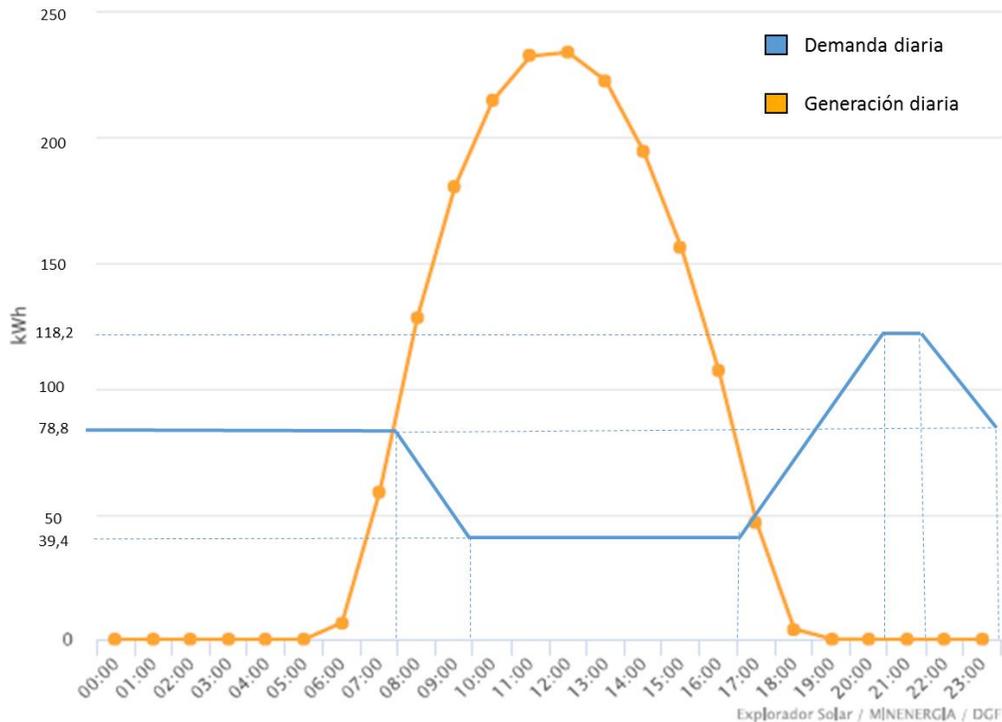


Figura 4.17. Distribución consumo diario vs Generación diaria en Colchane.

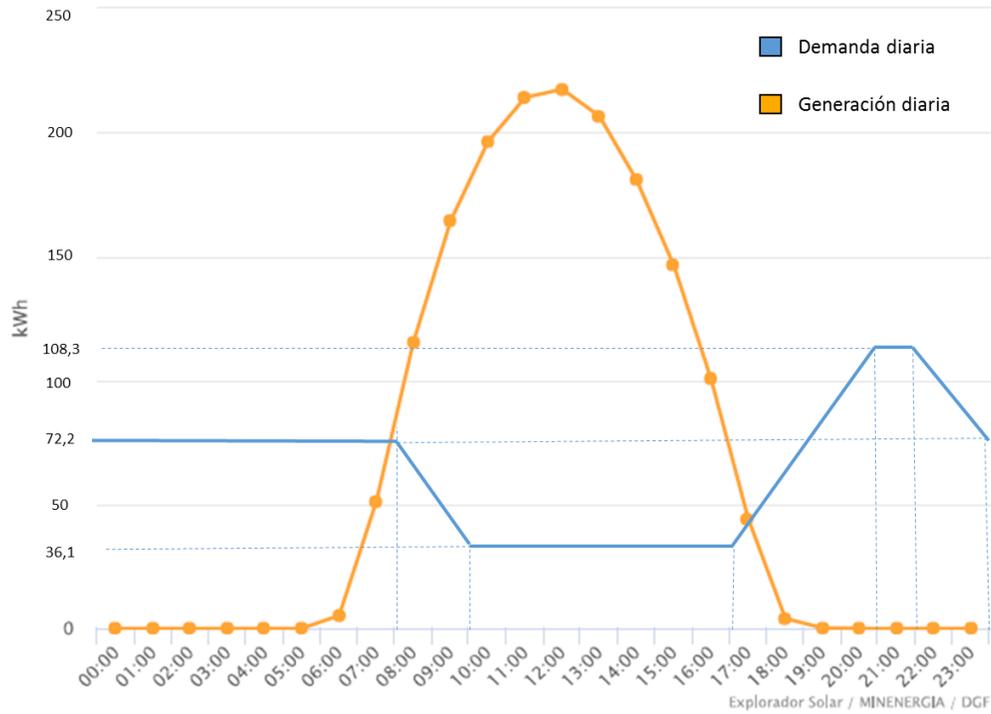


Figura 4.18. Distribución consumo diario vs Generación diaria en Cariquima.

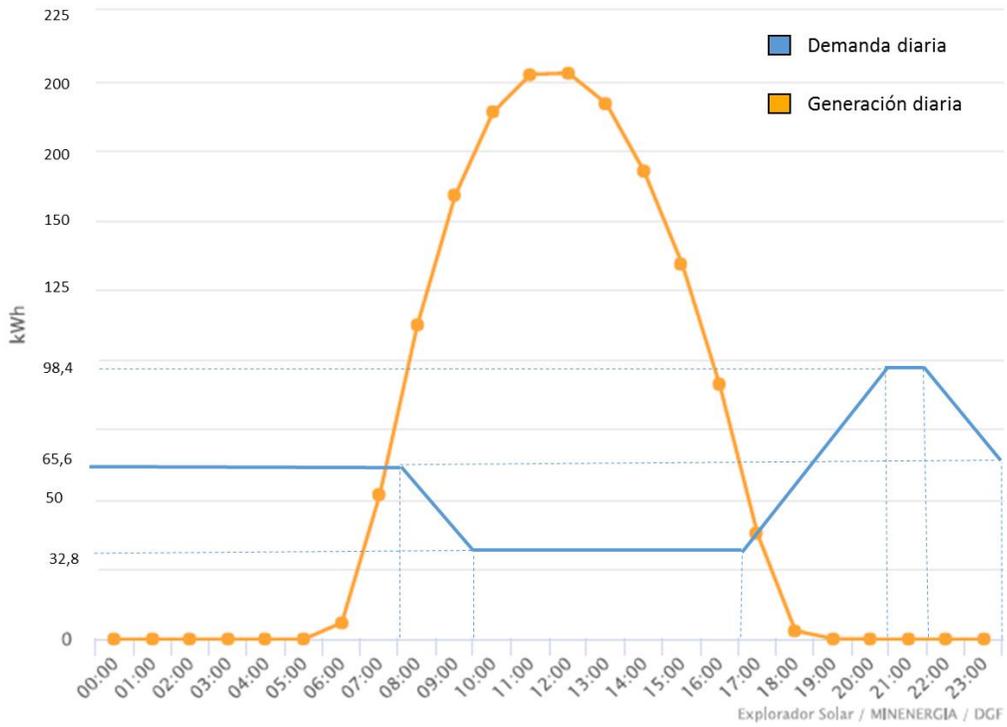


Figura 4.19. Distribución consumo diario vs Generación diaria en Isluga.

De acuerdo a estas figuras se obtiene la energía que no se logra cubrir en las horas de funcionamiento de la planta, lo cual indica la cantidad promedio que se debe cubrir con baterías de la demanda diaria. Esto se resume en la tabla 4.34.

Tabla 4.34. Cantidad mínima de abastecida con baterías para cubrir demanda.

Poblado	Generación diaria [kWh]	Consumo diario [kWh]	Cantidad abastecida con producción diaria [kWh]	Cantidad abastecida con baterías [kWh]
Colchane	1.790	1.692,3	521,3	1.171
Cariquima	1.650	1.551,6	477,6	1.073
Isluga	1.550	1.410,9	434,9	976

Ya con estos valores definidos se procede a la selección de la batería, donde habrá que tener en cuenta no solo la capacidad de almacenamiento o su costo, sino también su vida útil y las condiciones de funcionamiento. Esto último es de suma importancia en un sector como el norte de Chile, donde las baterías, para tener un correcto funcionamiento, no se pueden dejar simplemente a la intemperie. Debido a lo ya mencionado, se seleccionan las baterías “Sunica Plus” de SAFT en el modelo de 24 V y 920 Ah (ficha técnica en el Anexo O). Estas baterías son de Ni-Cd y tienen una vida útil de 20 años, además pueden ser adecuadas para climas extremos (desde -50°C a 70°C).

Se escoge un arreglo con strings de 16 baterías en serie y 5 strings en paralelo para los 3 poblados, con lo cual se tiene 1.76 MWh de almacenamiento en cada uno de ellos. Esta cantidad es suficiente para poder tener 1 día de funcionamiento con baterías.

4.5.2.2 Inversor

Para la elección del inversor para la planta fotovoltaica hay que tener en cuenta una serie de parámetros, algunos de los más importantes son: el rendimiento, el tiempo de vida, fiabilidad, el autoconsumo, etc.

La potencia nominal de la instalación corresponderá a la potencia del inversor. Dependiendo de la eficiencia del inversor se podrá conectar una mayor o menor potencia del campo fotovoltaico, ya que la potencia máxima que se puede inyectar a la entrada del inversor resulta de la división entre la potencia máxima de dicho elemento y su eficiencia.

Con las consideraciones anteriormente indicadas, se ha escogido el inversor es el “Off-Grid Solar Inverter” de EAST en las versiones de 108 kW y 90 kW. Para el poblado de Cochane se necesitarían dos de 108 kW y uno de 90 kW, para Cariquima uno de 108 kW y dos de 90 kW, y finalmente para Isluga tres de 90 kW.

Estos equipos vienen equipados con todo lo necesario. Las características generales de los inversores son los de las tablas 4.36 y la ficha técnica se encuentran en los Anexos P.

Tabla 4.35. Características generales inversores.

Parámetro	108 kW	90 kW
Maxima potencia entrada	150 kW	150 kW
Eficiencia máxima	98%	98%
Rango tensión entrada	450-550 V	450-550 V
Máxima tensión entrada	750 V	750 V
Máxima corriente entrada	360 A	360 A
Potencia nominal	108 kW	90 kW
Frecuencia nominal	50/60 Hz	50/60 Hz
Dimensiones	960x800x 1700 mm	960x800x 1700 mm
Peso	860 Kg	800 Kg

4.5.2.3 Regulador

Para el regulador hay que considerar el voltaje al cual trabaja, su amperaje máximo y la máxima potencia que acepta de los paneles.

Considerando lo anterior, se selecciona el reguladores de carga de “Jinan Demining Power Equipment” en la version de 480V250A.

Estos tipos de reguladores son para sistemas Off-Grid, se adaptan a las baterías seleccionadas, tienen un buen sistema de protección y un funcionamiento automático. Las fichas técnicas del modelo seleccionado se encuentra en el Anexo Q y se ocupa el regulador de 48V250A para los inversores de 108 kW y 90 kW.

4.5.2.4 Caja de Combinación

La caja de combinación será necesaria para conectar los strings en paralelo, lo cual sirve como un concentrador de los strings y protector del sistema. Es por ello que se selecciona la caja de combinación “BTK610-1615-D200” de Bentek, la cual tiene capacidad de 16 conexiones (positivo-negativo) para los paneles y una amperaje de desconexión de 200 A. La ficha técnica se encuentra en el Anexo R.

4.5.2.5 Soportes

Para que los paneles solares sean instalados, se necesita realizar soportes para ellos. Estos van a depender de la cantidad de paneles que vayan en serie y en paralelo. Para obtener estos valores, se debe calcular cuántos paneles soporta el inversor y las baterías en serie y en paralelo, lo cual se detalla en el Anexo S.

La estructura metálica sobre la que se situarán los módulos fotovoltaicos se establece para sostener 9 paneles solares y será de acero galvanizado en caliente, material resistente a la corrosión y con un buen compromiso calidad-precio. En la figura 4.20 se muestra la forma del soporte para los 9 paneles

conectados en serie y se necesitaran un total de 40 para el inversor de 108 kW y 34 para el inversor de 90 kW.

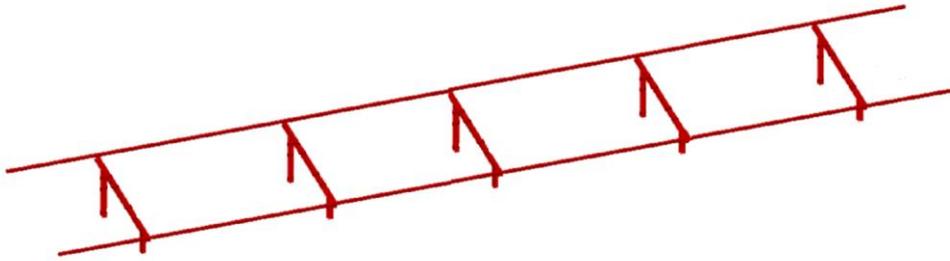


Figura 4.20. Soporte para los paneles solares en serie.

Además de lo anteriormente mencionado, la estructura deberá estar eléctricamente unida a una toma de tierra, y asegurará un buen contacto eléctrico entre el marco del módulo y la tierra para permitir la protección de las personas frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador.

Con esta forma de la estructura se facilitan las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión y mejora la estética de la planta en su conjunto.

4.5.2.6 Obras civiles

Previo a la instalación de la planta solar se deben realizar las obras civiles para preparar el lugar. Las actividades que se necesitan hacer serán los movimientos de tierras y cimentación.

Los movimientos de tierras que se ejecutarán son los necesarios para dejar el terreno de forma uniforme para poder instalar correctamente los soportes que soportarán los módulos fotovoltaicos. Se compactara el terreno y se eliminará la vegetación. Se realizarán excavaciones, rellenos y explanaciones en las zonas que sean necesarios. Las pendientes de Este a Oeste serán iguales o inferiores al 1% para proporcionar capacidad de drenaje.

Los soportes de los paneles solares van montados sobre una Zapata Superficial, por lo que no es necesario excavación para la cimentación, solamente ha de realizarse una limpieza del terreno eliminando la primera capa de vegetación y posterior allanado de terreno.

Al realizar estos trabajos, se facilita la instalación de la planta fotovoltaica, donde los soportes se pueden instalar de manera muy rápida y sencilla sobre la zapata de cimentación.

4.5.2.7 Protecciones

Además de las protecciones que incluye el inversor y el contenedor de baterías se incluirán las siguientes protecciones para la instalación:

- Fusibles (en armario CC): En ambos polos de cada rama que componen el generador. Estos fusibles se encontraran en unos armarios situados junto al campo fotovoltaico en las que además se realizara el paralelo de las series hasta llegar al inversor.
- Separación galvánica (en el inversor): El aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico se realiza mediante separación galvánica.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia: Formado por el relé de frecuencia que estará calibrado entre los valores 51 y 49 Hz y deberá actuar cuando la frecuencia sea superior o inferior a la de la red durante más de 5 períodos. Esta protección está incorporada en los inversores.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión: Formado por el relé de tensión, que estará calibrado entre los valores 1,1 y 0,85 de la tensión de servicio de la red. El tiempo de actuación debe ser inferior a 0,5 segundos. Esta protección está incorporada en los inversores.
- La protección de derivación a tierra: Tanto del positivo como del negativo está incluida en los inversores.
- Sistema de prevención de funcionamiento en isla: Este sistema viene incorporado al inversor el cual desconecta automáticamente el generador fotovoltaico cuando no detecta tensión en la red de suministro.
- Interruptor automático diferencial: Con el fin de proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento en la parte de corriente alterna de la instalación.
- Magneto-térmico general: Protege a las personas y los equipos de sobre-intensidades.

4.5.2.8 Puesta a tierra

La puesta a tierra de las masas de una instalación tiene por objeto proteger a las personas en el caso de que un defecto provoque la aparición de tensión donde normalmente no debe haberla y también permite que funcionen otras medidas de protección.

Se conectarán a tierra la estructura de sujeción de estos, la carcasa de los inversores así como todas las masas metálicas presentes en la instalación. Esta puesta a tierra se realizara mediante cable de cobre desnudo y pica de tierra.

Los positivos y negativos de cada rama de la instalación se conducirán hasta el cuadro de alterna separados y protegidos.

Se conectarán las masas metálicas de los módulos entre sí mediante conductor de Cu de puesta a tierra y se conectarán a la estructura de los módulos.

Se clavará una pica de tierra de Cu para cada soporte de los módulos fotovoltaicos y además se unirán las tierras de los soportes que integran la instalación en una tierra unificada.

Las masas metálicas de todos los armarios también se unirán a la línea tierra. Se comprobará la continuidad de todas las conexiones a tierras antes de la puesta en servicio de la instalación y en las revisiones periódicas.

4.5.2.9 Cableado y caja de conexión CC

La conexión entre módulos se realizará con terminales multi-contacto que facilitarán la instalación y además aseguran la durabilidad de las conexiones.

A partir del generador fotovoltaico los positivos y negativos se conducen separados, protegidos y señalizados. Los conductores deben ser de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5 % en la parte de corriente continua de la tensión nominal, calculando los cables para una intensidad máxima admisible igual a la de cortocircuito del generador fotovoltaico.

El cable utilizado debe ser un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV.

Las cajas de conexión en corriente continua deben ser resistentes a las condiciones climáticas del lugar, y como las que se coloquen en los soportes irán en el exterior deben precisar un grado de protección mínima IP 64³⁷, así como tener aislamiento clase II³⁸, con una clara distribución entre el polo positivo y el negativo.

Estas cajas serán de dimensiones adecuadas, en su interior deben estar claramente identificados cada uno de los circuitos, fusible, interruptores, etc. El acceso a estas cajas estará limitado a personal autorizado.

4.5.2.10 Cableado y caja en CA

El cableado de CA se corresponde al último tramo de la instalación fotovoltaica. Este tramo se inicia a la salida del inversor y finaliza en el punto de conexión de media tensión en la red de distribución.

El cable que se deberá utilizar será un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV.

Los conductores deberán ser de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores 2 % en la parte de corriente alterna de la tensión nominal, incluida las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores.

Las cajas de conexión en corriente alterna deben ser resistentes a las condiciones climáticas del lugar, irán en el interior de la caseta donde se encuentran los contadores, deberán tener aislamiento clase II. Se colocará una caja de conexión por cada contador, serán cajas de dimensiones adecuadas, en su interior debe estar claramente identificado cada uno de los, interruptores. El acceso a estas cajas estará limitado a personal autorizado.

³⁷ <http://www.reinmedical.com/es/conocimientos-tecnologia/clases-de-proteccion-ip.html>

³⁸ <http://www.pardell.es/aislamiento-electrico.html>

5 Evaluación económica

Con las plantas ya dimensionadas, se procede al análisis económico. Esta se realiza mediante un flujo de caja, donde se consideraran varios supuestos sobre la demanda y su variación en el tiempo, el precio al que se vende el agua y la energía, entre otros. Para todos los cálculos se considera que el dólar está a \$655 pesos chilenos y como se trata de la región de Tarapacá, los productos comprados no tienen IVA (debido a la ZOFRI), lo que es una ventaja en su implementación.

Sobre el aspecto económico, el fin de la instalación de las plantas no será el generar grandes ganancias directamente con su instalación, sino que ser económicamente viable y generar beneficios a la comuna en otras áreas, como la calidad de vida o el turismo.

Debido a esto último, se separó entre las plantas eléctricas e hídricas para su evaluación (además de analizar por poblado), ya que así se tiene claro la viabilidad de cada una, a pesar de la necesidad de energía eléctrica de la planta hídrica. Este costo en energía se considera dentro de los costos variables de la planta, por lo que la viabilidad e implementación de cada planta no depende de la otra.

5.1 Evaluación Planta hídrica

Para la evaluación económica de las plantas hídricas se ocupará un flujo de caja utilizando el VAN y la TIR como parámetros económicos. Estas 3 plantas dimensionadas anteriormente tienen las mismas capacidades (cada una tiene un caudal tratado de 2,7 L/s), por lo que únicamente variarán las horas de funcionamiento diario de estas para cubrir la demanda de cada localidad. Es por ello que los únicos parámetros que serán distintos entre las plantas serán: la cantidad de energía eléctrica utilizada por día debido a la diferencia de horas de funcionamiento (provenientes de la planta eléctrica), los costos variables asociados al tratamiento (los químicos usados principalmente) y la cantidad de estanques de almacenamiento.

5.1.1 Costos de inversión

Los principales costos de la planta hídrica están asociados a la infraestructura y almacenamiento. Para la infraestructura se ocupa un estimador de costos de inversión relacionado con el caudal a tratar [26], el cual también entrega los costos asociados por tratamientos y concentración de los parámetros a tratar. El costo de infraestructura será de \$12.871.231 pesos y el cálculo de este valor se encuentra en el Anexo T.

Para el almacenamiento se ocupan estanques de 100 y 50 m³, los cuales son armados en el lugar de la planta y son el mayor costo de inversión, ya que tendrán una capacidad de 1 semana de consumo. El costo asociado es de \$100.000 pesos³⁹ por m³.

³⁹ <http://www.aiqsa.com/productos/produccion/depositos/d-almac.htm#tipA-AD>

Luego vienen los costos de los equipos como: las bombas, dosificadores, Jar-Test y estanques químicos, que tienen un costo unitario de \$215.790, \$85.828 y \$34.536 pesos respectivamente.

También se considera el terreno con un precio de \$1.676.500 pesos por una hectárea⁴⁰, las obras civiles (preparación del terreno) con un valor aproximado de \$10.000.000 y la capacitación del personal, con un costo aproximado de \$2.000.000.

Finalmente se considera los costos de transporte e implementación como el 10% de los costos de la planta (no se incluye terreno y capacitación). El resumen de costos de inversión por poblado se muestra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Costos de inversión para la planta hídrica en cada poblado.

Poblado	Colchane	Cariquima	Isluga
Infraestructura	\$12.871.231	\$12.871.231	\$12.871.231
Estanques Almacenamiento	\$55.000.000	\$50.000.000	\$45.000.000
Bombas	\$1.078.950	\$1.078.950	\$1.078.950
Dosificadores	\$257.484	\$257.484	\$257.484
Jat-Test	\$1.457.375	\$1.457.375	\$1.457.375
Estanques químicos	\$207.216	\$207.216	\$207.216
Terreno	\$1.676.500	\$1.676.500	\$1.676.500
Obra civil	\$10.000.000	\$10.000.000	\$10.000.000
Transporte - Implementación	\$8.087.226	\$7.587.226	\$7.087.226
Capacitación	\$2.000.000	\$2.000.000	\$2.000.000
Total	\$92.635.982	\$87.135.981	\$81.635.982

5.1.2 Costos Fijos y Variables

Los costos fijos de las plantas hídricas se dividen entre los costos de mantenimiento y sueldos.

Para la mantención se toma un 2% de los costos de la planta (no se incluye terreno y capacitación) como el costo de mantención anual. Para los sueldos se consideran 3 técnicos full-time para Colchane, 2 técnicos full time y uno part-time para Cariquima e Isluga, pero en el caso de Cariquima se tiene un part-time con más horas (pago del 75% del sueldo). Estos técnicos tendrán un sueldo de \$500.000 pesos con un reajuste anual del 2%. De esta manera los costos fijos serán los de la tabla 5.2.

⁴⁰ http://www.sii.cl/documentos/resoluciones/2009/reso97_anexo3.pdf

Tabla 5.2. Costos fijos para las plantas hídricas.

Poblado	Colchane	Cariquima	Isluga
Mantención	\$134.787	\$126.454	\$118.120
Sueldos	\$1.500.000 + 2% reajuste anual	\$1.375.000 + 2% reajuste anual	\$1.250.000 + 2% reajuste anual

Para los costos variables se ocupan los costos calculados en el Anexo T, por lo que se tendría \$21,9 pesos por m³ de caudal tratado, además de \$10,87 pesos en químicos por m³ de caudal tratado. De esta manera se tendrán \$32,77 pesos en costos variables por m³ tratado.

5.1.3 Flujo de caja

Para evaluar económicamente cada planta se debe realizar un flujo de caja. En este caso se consideran el VAN y la TIR como parámetros para estimar la viabilidad y rentabilidad de las plantas, teniendo más importancia el primero para la evaluación.

Los supuestos para realizar el flujo de caja fueron:

- El periodo de evaluación es de 25 años, la que es la vida útil planta de coagulación-floculación.
- Se considera el año de inicio de funcionamiento el 2018 y de final el 2042.
- Los costos de la inversión son los calculados en la sección anterior, al igual que los costos fijos y variables.
- El capital de trabajo se calcula como los 3 primeros meses de costos fijos y variables.
- Se parte con \$986 pesos por m³ como el precio de venta, el cual es el valor que tiene en la región.
- El precio por m³ aumenta un 1% por año.
- La planta se deprecia en 25 años y el terreno se vende en un 60% al final.
- La tasa de retorno usada es del 10%.
- La demanda se estima ocupando el valor ocupado anteriormente para cada poblado (valor mensual) y se le realiza un variación entre 0,9 y 1 el primer año, entre 0,9 y 1,1 entre el segundo y décimo año, y entre 0,8 y 1,2 hasta el final del periodo evaluado.
- Para Colchane se consideran las festividades de Candelaria (Febrero) y San José (Marzo), las cuales aumentan un 10% la demanda mensual.
- Para Cariquima se consideran las festividades de Los Dolores (Abril) y San Juan (Noviembre), las cuales aumentan en un 10% la demanda mensual.
- Para Isluga se consideran las festividades de Mauque (Septiembre), Difuntos (Noviembre) y Santo Tomas (Diciembre), las cuales aumentan la demanda mensual en un 10% para las dos primeras y un 20% para la última, ya que es la más grande de la comuna.
- Para los meses de festividades se aumenta un 10% (o 20% para la festividad de Santo Tomas) la producción estimada originalmente para cada mes (valor estimado anteriormente para cada poblado)

- La cantidad de agua almacenada en los estanques a fin de mes se considera como disponible para el mes siguiente, siendo el máximo la capacidad en estanques.
- Para financiar el proyecto se considera un préstamo para la totalidad de la inversión, el cual tiene un interés anual de 3% (0,2466% mensual).

Con estas consideraciones obtienen los flujos de caja anuales para las 3 plantas hídras. Además de la opción del préstamo, se evalúa el VAN y TIR para el caso de un financiamiento de un privado que instale la planta, un 50% de subsidio y se busca el precio del m³ que hace el VAN=0.

5.2 Costos planta eléctrica

Para la evaluación económica de las plantas eléctricas se ocupara un flujo de caja utilizando el VAN y la TIR como parámetros económicos. Estas 3 plantas dimensionadas anteriormente tienen 310, 270 y 260 kW de capacidad instalada, donde tendrán en común algunos valores como los costos fijos y variables asociados a la generación. El resto de los valores serán distinto para cada planta.

5.2.1 Costos de inversión

Los costos de inversión para una planta fotovoltaica es uno de los problemas de ellas (el principal es el suministro constante de energía, ya que no se amolda a la demanda), ya que son bastante elevados, más aun si se quiere tener una buena capacidad de almacenamiento.

Para el caso de las plantas dimensionadas, los mayores gastos se centran en el almacenamiento, donde cada banco de baterías de 1,76 MWh tiene un valor de \$ \$231.398.400 de pesos⁴¹.

Luego para los paneles seleccionados se tiene un valor de \$160.333 pesos por unidad⁴², un costo de \$42.176 de pesos por soporte, \$121.175 por caja de combinación⁴³ y los precios de los inversores y reguladores son los de la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Precio de los inversores y reguladores usados en las plantas eléctricas⁴⁴⁵.

Tipo de Inversor	Precio
Inversor 108 kW	\$32.750.000
Inversor 90 kW	\$29.475.000
Regulador 24V250A	\$3.301.000
Regulador 24V200A	\$2.897.500

Además se tienen los costos generales asociados a obras civiles, cableado tubos, cajas y protecciones, las cuales van cambiando su costo en relación al tamaño de la planta.

⁴¹ <http://www.saftbatteries.com/>

⁴² <https://us.sunpower.com/>

⁴³ <https://www.bentekenergy.com/>

⁴⁴ http://www.eastups.com/en/products_show_41_119.html

⁴⁵ <https://demingpower.en.alibaba.com/?spm=a2700.8304367.0.0.Nj7PSF>

Finalmente se tienen los costos del terreno de \$1.676.500 de pesos por hectárea⁴⁶ (2,5 para Colchane, Cariquima e Isluga) y los costos de transporte e implementación, que se consideran como un 5% de los costos de la planta (no incluye terreno). El resumen de los costos de inversión para cada planta se muestra en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Costos de inversión para la planta eléctrica en cada poblado.

Poblado	Colchane	Cariquima	Isluga
Paneles Solar	\$133.246.343	\$126.233.378	\$119.220.412
Baterías	\$187.432.704	\$187.432.704	\$149.946.163
Inversores	\$76.929.750	\$76.929.750	\$71.624.250
Soportes	\$3.894.532	\$3.689.556	\$3.484.581
Regulador	\$7.958.250	\$7.958.250	\$7.958.250
Caja de combinación	\$1.472.276	\$1.472.276	\$1.472.276
Terreno	\$4.191.250	\$4.191.250	\$4.191.250
Obra civil	\$8.505.000	\$7.695.000	\$7.290.000
Cableado	\$4.167.450	\$3.770.550	\$3.572.100
Tubos	\$8.505.000	\$7.695.000	\$7.290.000
Cajas	\$5.103.000	\$4.617.000	\$4.374.000
Protecciones	\$2.721.600	\$2.462.400	\$2.332.800
Implementación + Transporte	\$17.817.404 3	\$17.413.213	\$16.850.081
Total	\$461.944.559	\$451.560.327	\$437.092.704

5.2.2 Costos fijos y variables

Los costos de funcionamiento son una de las grandes ventajas de esta tecnología, donde tienden a ser muy bajos en las plantas. Para el tamaño de las plantas diseñadas se tiene además que no se necesita personal fijo, sino que basta con un monitoreo remoto y seguridad remota.

De esta manera los costos fijos se estiman 40 US\$ al año por kW instalado, los cuales son para seguridad, control y mantención rutinaria⁴⁷.

Por otro lado, para los costos variables se estiman 7,7 US\$ por MWh generado, los cuales son para limpieza y mantención de los paneles⁴⁸.

⁴⁶ http://www.sii.cl/documentos/resoluciones/2009/reso97_anexo3.pdf

⁴⁷ http://www.acenor.cl/archivos/46_Costos_de_integraci_n_de_ERNC_intermitentes_y_estacionales.pdf

⁴⁸ http://www.acenor.cl/archivos/46_Costos_de_integraci_n_de_ERNC_intermitentes_y_estacionales.pdf

5.2.3 Flujo de caja

Para evaluar económicamente cada planta se debe realizar un flujo de caja. En este caso se consideran el VAN y la TIR como parámetros para estimar la viabilidad y rentabilidad de las plantas, teniendo más importancia el primero para la evaluación.

Las consideraciones para realizar el flujo de caja fueron:

- El periodo de evaluación es de 25 años, que es la vida útil de una planta fotovoltaica.
- Se considera el año de inicio de funcionamiento el 2018 y de final el 2042.
- Los costos de la inversión son los calculados en la sección anterior, al igual que los costos fijos y variables.
- El capital de trabajo se calcula como los 3 primeros meses de costos fijos y variables.
- Se parte con \$128 pesos por kWh como el precio de venta, el cual es el valor que se tiene en la región.
- El precio por kWh aumenta un 1% por año.
- Los costos de mantención aumentan 1% por año.
- La planta fotovoltaica se deprecia en 25 años y el terreno se vende en un 60% al final.
- El almacenamiento se deprecia en 20 años y se compra un segundo banco de baterías al 15vo año.
- La tasa de retorno usada es del 10%.
- La generación mensual es la que entrega el Explorador Solar y se realiza una variación entre 0,95 y 1,05 a lo largo del periodo evaluado.
- La demanda se estima ocupando el valor calculado anteriormente para cada poblado (valor mensual) y se le realiza un variación entre 0,6 y 0,8 el primer año, entre 0,7 y 0,9 el segundo año, entre 0,8 y 1 para el tercer y cuarto año, entre 0,9 y 1,05 hasta el noveno año y entre 0,95 y 1,1 hasta el final del periodo evaluado (esto se debe a que la comuna se debe ir adaptando a la disponibilidad de energía todo el tiempo). Además se disminuye un 10% la demanda en los meses de enero y febrero por cierre de escuelas y vacaciones de funcionarios públicos.
- Para Colchane, Cariquima e Isluga no se considera el aumentos de demanda por las festividades, solo variaciones menores por turistas.
- La cantidad de energía almacenada en las baterías a fin de mes se considera como disponible para el mes siguiente, siendo el máximo la capacidad en estanques.
- Para financiar el proyecto se considera un préstamo para la totalidad de la inversión, el cual tiene un interés anual de 3% (0,2466% mensual).

Con estas consideraciones se tienen los flujos de caja anuales para las 3 plantas eléctricas. Además de la opción del préstamo, se evalúa el VAN y TIR para el caso que las baterías tengan subsidio, que la demande baje un 20% y se busca el precio del kWh que hace el VAN=0.

6 Resultados y Discusión

Luego de haber seleccionado a Colchane como la comuna dentro del Norte de Chile a estudiar, hecho una estimación de las demandas eléctricas e hídricas, haber dimensionado las plantas y tener sus generaciones, además de tener los flujos de cajas para cada una de ellas, se procedió finalmente a analizar los resultados en esta sección.

6.1 Planta hídrica

Las dimensiones finales y el análisis económico realizado servirán para poder discutir la viabilidad de las plantas por separado. Con ello se podrá plantear como se debería implementar en la comuna.

6.1.1 Aspecto técnico y dimensiones de la planta hídrica

En la comuna se encuentra una escasez de agua potable, pero en la cuencas de Isluga y Cariquima se presentan caudales promedio por sobre los $0,4 \text{ m}^3/\text{s}$, los cuales son suficientes para la implementación de plantas hídricas para localidades de 500-600 personas.

Como uno de los principales problemas es el nivel de arsénico, se necesita una planta hídrica que trate este componente. Actualmente se encuentran tecnologías que disminuyen este parámetro a los valores permitidos, como es el caso de la coagulación-floculación, por lo que solo se necesita dimensionar adecuadamente la planta para el caudal que se quiere trata.

Las dimensiones de las 3 plantas son iguales, es decir, trabajan con el mismo caudal de trabajo y solo varían las horas de funcionamiento y la capacidad de almacenamiento de cada una. El caudal de trabajo será de $2,7 \text{ L/s}$ (menos del 1% del caudal promedio del río) y se ocupara cloruro férrico como coagulante, al cual se le agrega hipoclorito de Na como oxidante del arsénico y que además funciona como floculante. El almacenamiento de cada planta será de 550, 500 y 450 m^3 para Colchane, Cariquima y Isluga respectivamente.

De esta manera se obtuvieron los parámetros principales mostrados en la tabla 6.1 para los 3 poblados.

Tabla 6.1. Resumen resultados planta hídrica para los 3 poblados.

Poblado	Colchane	Cariquima	Isluga
Caudal de trabajo [L/s]	2,7	2,7	2,7
Duración floculación [min]	20	20	20
Duración sedimentación [min]	85,7	85,7	85,7
Horas diarias de funcionamiento [h]	8,7	7,9	7,2
Almacenamiento [m^3]	550	500	450
Total agua tratada en el periodo evaluado [m^3]	873.378,58	844.621,23	740.306,01

La ventaja de dimensionar la planta de esta forma es que se amolda de buena manera a la demanda y no tiene problemas de cubrir grandes aumentos, o en su defecto producir menos del necesario para ciertos periodos. A esto se le agrega el hecho que el poblado tiene almacenado lo suficiente para 1 semana de autonomía si es que la planta llegase a tener algún problema, lo cual resultada de gran importancia al tratarse de una comuna rural y con escaso acceso a agua potable.

El tamaño del caudal que puede tratar diariamente es superior al que necesitan actualmente los poblados y podría ser dimensionado de manera más justa y disminuir los costos de inversión inicial, pero la idea es que estos consumos vayan subiendo en el tiempo, no solo por los actuales residentes de la comuna, sino que por turistas y posibles negocios que se pueden instalar. Debido a esto es que se dimensiona de esta manera, así no se tiene que realizar nuevas inversiones en el tiempo evaluado.

6.1.2 Aspecto económico

Sobre el aspecto económico de las plantas hídras se obtuvieron los valores de las tablas 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5 como resultado de los 4 casos que se plantearon.

Tabla 6.2. VAN y TIR para flujo de caja con préstamo.

Poblado	VAN	TIR
Colchane	\$12.697.157	79,6%
Cariquima	\$11.867.622	8,6%
Isluga	\$10.676.884	5,7%

Tabla 6.3. VAN y TIR para financiamiento de un privado.

Poblado	Recuperación de la inversión	VAN	TIR
Colchane	12vo año	-\$22.832.060	0,5%
Cariquima	12vo año	-\$21.132.854	0,5%
Isluga	12vo año	-\$20.634.502	0,5%

Tabla 6.4. VAN y TIR para flujo de caja con 50% de subsidio

Poblado	VAN	TIR]
Colchane	\$43.875.946	>100%
Cariquima	\$41.280.448	>100%
Isluga	\$37.995.767	>100%

Tabla 6.5. Precio mínimo del m³ para que el VAN sea positivo.

Poblado	Precio [[\$/m3]]	VAN	TIR
Colchane	\$938	\$146.516	0,8%
Cariquima	\$938	\$183.875	0,8%
Isluga	\$939	\$206.774	0,8%

De acuerdo a los valores obtenidos para el VAN y TIR se desprende que el proyecto es viable económicamente con un préstamo de un 3% anual de interés, donde la rentabilidad no es alta con respecto a la inversión inicial para los 3 poblados y se vende el agua a \$986 pesos el m³. Este precio del agua significaría una cuenta de \$3.696 pesos por persona sin considerar los subsidios que tengan⁴⁹, lo que bajaría el valor para los particulares. Sobre los parámetros, el VAN es parecido para los 3 casos, teniendo diferencia debido a las demandas de cada localidad. En el caso de la TIR se presenta una diferencia importante entre Colchane y los otros dos poblados debido a los costos de inversión inicial. Como la planta fue dimensionada de igual manera para los 3 poblados, sus costos son muy parecidos, cambiando únicamente por los estanques de almacenamiento, por lo que los costos asociados al préstamo son similares entre las 3 localidades. Esto genera que la planta de Colchane tenga una TIR muy elevada en comparación a los demás poblados, pero esta diferencia disminuye cuando los costos de inversión inicial tienen menor impacto (casos de un privado o subsidio).

Para el caso que un privado quisiera financiar el proyecto para obtener una ganancia, esto no sería económicamente viable para él, ya que recién al 12vo año se recuperaría su inversión y tendría además un VAN negativo para el total del periodo. De esta manera el financiamiento con un privado no es una opción real, a no ser que no le interesara recuperar su inversión.

Si el proyecto recibiera alguna ayuda financiera con un subsidio (tabla 6.4), la rentabilidad aumentaría bastante (el VAN casi cuadruplica su valor) y generaría ganancias más importantes para cada uno de los poblados donde se instalarían estas plantas.

Si uno considera los resultados del caso de un préstamo, queda claro que este subsidio no sería necesario para la realización de las plantas, ya que el fin de ellas no es generar ganancias económicas directamente para la comuna, sino con los beneficios asociados al tener un suministro constante de agua potable y que se adapta a las variaciones de la demanda. Además de estos aspectos, se tendría una mejora de la calidad de vida y se podría potenciar el turismo en el sector.

En el último caso (tabla 6.5) se obtuvo el precio mínimo del m³ de agua para que el VAN siguiera siendo positivo, obtenido un valor entre \$938 y \$939 pesos, dependiendo de la localidad. Este precio es menor que el m³ que se tiene en la I región, pero la ganancia directa para la comuna sería casi nula. Como ya se mencionó, el fin no sería generar ganancias directas, por lo que partir con un precio menor al de la región sería una estrategia adecuada y viable para que los poblados se acostumbren al nuevo suministro y de esta manera pueda ir creciendo.

⁴⁹http://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/indicadores/pdf/comunal_general/tarapaca/COLCHA NE.pdf

Tabla 6.6. Precio mínimo del m³ para que el VAN sea positivo con un subsidio del 50%.

Poblado	Precio [\$/m³]	VAN	TIR
Colchane	\$825	\$ 147.543	0,8%
Cariquima	\$823	\$225.468	0,9%
Isluga	\$821	\$140.877	0,8%

De esta manera, la forma óptima de implementar la planta hídrica es con un precio de \$938 y \$939 pesos por m³ en los respectivos poblados. En los Anexos U, V y W se encuentra el detalle de los flujos de caja de las 3 plantas hídricas, además de un diagrama de la planta en el Anexo A.A.

Si se logra un subsidio, este será para disminuir aún más el precio del agua. En el caso que sea un 50% de subsidio para la inversión inicial (tabla 6.6), se podría tener un precio final entre \$821 y \$825 por m³. Este precio sería al menos \$160 pesos menor que el precio de la región, lo cual sería un gran beneficio para la comuna, mejorando la calidad de vida en ella y aportando en su desarrollo.

Como este último aspecto es uno de los fundamentales, hay en la actualidad varios programas dentro de la comuna orientados al desarrollo de esta, fundamentalmente enfocados en el turismo de la comuna y región. Estos programas tienen importantes sumas de dinero como presupuesto⁵⁰ y dentro de esta área podría enmarcarse las plantas hídricas y así poder recibir un aporte y disminuir sus costos iniciales.

Finalmente hay que mencionar que el precio que se lograría con un 50% de subsidio es bajo en relación a la región, pero si se compara con las demás regiones⁵¹, este precio es elevado (más del doble que Santiago), por lo que no es rentable bajo cualquier contexto la planta dimensionada, sino para la región seleccionada y sus aledaños (Arica y Parinacota y de Antofagasta).

6.2 Planta eléctrica

Las dimensiones finales y el análisis económico realizado servirán para poder verificar la viabilidad de las plantas por separado. Con ello se podrá plantear como se deberían implementar en la comuna.

6.2.1 Aspecto técnico y dimensiones de la planta solar

En la comuna se encuentra una elevada radiación solar, la cual es el recurso fundamental para las plantas fotovoltaicas. Esta radiación se presenta casi constante durante gran parte del año (a excepción de los meses de enero y febrero, donde baja por el invierno boliviano, pero los niveles siguen siendo óptimos para la aplicación de la tecnología solar), y si se le agrega las condiciones climáticas adecuadas para la instalación, se verifica que se puede realizar este tipo de plantas en la comuna.

Sobre la tecnología, se encuentran en el mercado paneles solares adecuados para la localidad (desértica), además de inversores y baterías con su propio sistema de refrigeración., con lo cual solo se necesita hacer el dimensionamiento de la planta.

⁵⁰ <http://www.sernatur.cl/wp-content/uploads/2015/08/Plan-de-Accio%CC%81n-Tarapaca.pdf>

⁵¹ <http://www.siss.gob.cl/577/w3-propertyvalue-3512.html>

Para el dimensionamiento de cada una de las plantas, se tiene que las capacidades de generación son distintas para cada una de las instalaciones debido a la cantidad de población estimada para cada poblado es diferente. Se tiene como base strings de 9 paneles en serie y 40 en paralelo para el inversor de 108 kW y 34 para el inversor de 90 kW. El arreglo para Colchane es de dos inversores de 108 kW y uno de 90 kW, para Cariquima se tiene un inversor de 108 kW y dos de 90 kW y finalmente se tiene para Isluga tres inversores de 90 kW.

De esta manera se obtienen los parámetros principales mostrado en la tabla 6.7 para las tres plantas fotovoltaicas, además en la tabla 6.8 se muestran las demandas estimadas para los 3 poblados en el periodo evaluado, donde en la demanda acumulada se considera las variaciones hechas en la sección anterior.

Tabla 6.7. Características principales de las instalaciones fotovoltaicas para los 3 poblados.

Poblado	Colchane	Cariquima	Isluga
Cantidad paneles fotovoltaicos	1026	972	918
Capacidad instalada [kW]	306	288	270
Generación diaria promedio [MWh]	1,79	1,65	1,55
Generación anual promedio [MWh]	652	601	565
Generación total en el periodo evaluado [MWh]	16.338,02	14.534,14	13.633,76
Almacenamiento [MW]	1,76	1,76	1,76
Factor de planta	24%	24,5%	23,9%

Tabla 6.8. Demandas eléctricas diarias, mensuales y en el total del periodo evaluado para de los 3 poblados.

Poblado	Colchane	Cariquima	Isluga
Demanda diaria estimada [MWh]	1,69	1,55	1,41
Demanda mensual estimada [MWh]	51,48	47,93	42,92
Demanda total en el periodo evaluado[MWh]	12.453,73	11.470,32	10.419,40

Como se observa en la tabla 6.7, el almacenamiento de las plantas superior al que se necesita diariamente la comuna, pero ayuda a que la planta se pueda adecuar de buena manera a las variaciones de la demanda (aumentos), ya que no tiene la posibilidad de generar más de la capacidad instalada y no podría cubrir estas variaciones, principalmente en los periodos donde la radiación baja.

Si no se tuviera este almacenamiento, la opción para complementar este posible déficit podría ser con combustibles fósiles, pero la idea es no ocupar este tipo de alternativas, excepto en las fechas de las festividades, donde la cantidad de visitantes en un día es tan elevada que el almacenamiento tendría que ser aún mayor.

Sobre la comparación entre la generación y la demanda, se puede observar que el tamaño de las plantas dimensionadas tiene un generación superior a lo que necesitan actualmente los poblados y podría ser dimensionado de manera más justa y disminuir los costos de inversión inicial, pero eso limitaría la proyección de crecimiento de la comuna, ya que la idea es que estos consumos vayan subiendo en el tiempo, no solo por los actuales residentes de la comuna, sino que por turistas y posibles negocios que se pueden instalar (restaurant, hoteles y posibles negocios fronterizos), y es por esto que se dimensiona de esta manera, así no se tiene que realizar nuevas inversiones en el tiempo evaluado.

6.2.2 Aspecto económico

Sobre el aspecto económico de las plantas eléctricas se obtuvieron los valores de las tablas 6.9, 6.10, 6.11 y 6.12 como resultado de los 4 casos que se plantearon.

Tabla 6.9. VAN y TIR para flujo de caja con préstamo.

Poblado	VAN	TIR
Colchane	\$177.669.069	>100%
Cariquima	\$154.186.574	85,1%
Isluga	\$112.306.726	14,3%

Tabla 6.10. VAN y TIR para flujo de caja con subsidio para las baterías.

Poblado	VAN	TIR
Colchane	\$296.102.110	>100%
Cariquima	\$272.619.615	>100%
Isluga	\$230.739.766	>100%

Tabla 6.11. VAN y TIR para flujo de caja con una disminución del 20% en la demanda.

Poblado	VAN	TIR
Colchane	\$65.307.967	3,7%
Cariquima	\$44.122.156	2,3%
Isluga	\$17.889.947	1,4%

Tabla 6.12. Precio del kWh para que el VAN sea positivo.

Poblado	Precio [\$/kWh]	VAN	TIR
Colchane	\$88	\$2.153.122	0,8%
Cariquima	\$92	\$1.669.130	0,8%
Isluga	\$98	\$1.698.815	0,8%

De los valores obtenidos del análisis económico se puede apreciar que las plantas son económicamente viables para el caso de un préstamo de un 3% anual de interés para la inversión inicial, donde se tiene un precio de venta del kWh de \$128 pesos. Este precio significaría una cuenta de \$5.760 pesos por persona. Sobre los parámetros obtenidos, se parecía que el VAN es alto para los 3 poblados, sobre los 100 millones de pesos, y el TIR está sobre el 10%. Este último parámetro varía entre los 3 poblados debido a que el banco de baterías es igual para las 3 plantas, pese a tener generaciones y demandas distintas, lo que produce que el TIR sea mayor en el caso de Colchane y menor en el de Isluga.

Para el caso que el proyecto recibiera alguna ayuda financiera para la baterías (tabla 6.10), la rentabilidad aumentaría bastante (el VAN casi duplica su valor) y generaría ganancias más importantes para cada uno de los poblados donde se instalarían estas plantas.

Si uno considera los resultados del caso de un préstamo, se produce lo mismo que en el caso de las planta hídricas, donde queda claro que este subsidio no sería necesario para la realización de las plantas, ya que el fin de ellas no es generar ganancias económicas directamente para la comuna, sino con los beneficios asociados al tener un suministro constante de agua potable y que se adapta a las variaciones de la demanda. Además de estos aspectos, se tendría una mejora de la calidad de vida y se podría potenciar el turismo en el sector.

Si la demanda estimada en un comienzo disminuyera en un 20%, las plantas seguirían siendo económicamente viables (tabla 6.11), ya que el VAN sigue siendo positivo, a pesar de bajar considerablemente (cerca de 100 millones de pesos en cada poblado).

En el último caso (tabla 6.12) se obtuvo el precio mínimo del kWh para que el VAN siguiera siendo positivo, obtenido un valor entre \$88 y \$98 pesos, dependiendo de la localidad. Este precio es menor que el kWh que se tiene en la I región, pero la ganancia directa para la comuna sería casi nula. Como ya se mencionó, el fin no sería generar ganancias directas, por lo que partir con un precio menor al de la región sería una estrategia adecuada y viable para que los poblados se acostumbren al nuevo suministro y de esta manera pueda ir creciendo.

De esta manera, la forma óptima de implementar la planta hídrica es con un precio de \$88, \$92 y \$98 pesos por kWh para Colchane, Cariquima e Isluga respectivamente, con los cuales se tendrían cuentas entre \$3.960 y \$4.410 pesos. En los Anexos X, Y y Z se encuentra el detalle de los flujos de caja de las 3 plantas fotovoltaicas, además de un diagrama de las plantas en los Anexos A.B, A.C y A.D.

Existen distintos tipos de subsidios que se podrían buscar para aumentar la rentabilidad económica de las plantas o poder bajar aún más el precio del kWh. Para este tipo de proyectos existen fondos estatales, los cuales llaman a concurso anualmente. Uno de ellos es el “Concurso Innovación en Energías Renovables (ER)”⁵² lanzado por el Comité Innova Chile con recursos del Ministerio de Energía, que tiene por objetivo apoyar el desarrollo de proyectos pilotos de tecnologías de autoabastecimiento energético en base a energías renovables.

⁵² <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>

Tabla 6.13. Precio mínimo del kWh para que el VAN sea positivo con un subsidio de las baterías.

Poblado	Precio [\$/kWh]	VAN	TIR
Colchane	\$62	\$1.734.921	0,9%
Cariquima	\$63	\$3.987.317	0,9%
Isluga	\$67	\$1.767.624	1,1%

Si se logra un subsidio, este será para disminuir aún más el precio del kWh. En el caso que sea por la totalidad de las baterías (menor al 50%) de la inversión inicial (tabla 6.13), se podría tener un precio final entre \$62 y \$67 pesos por kWh. Este precio sería cercano a la mitad del precio que se tiene en la región, lo cual sería un gran beneficio para la comuna, mejorando la calidad de vida en ella y aportando en su desarrollo.

6.3 Implementación y efectos de la instalación de las plantas en la comuna

La implementación que se plantea para las plantas, como se mostró en secciones anteriores, es con una gran inversión inicial (préstamo o subsidio), para luego no incurrir en mayores gastos, a excepción de las baterías que se compra al 15vo año en las plantas solares.

Si la comuna no quiere incurrir en gastos iniciales tan altos, se plantea una segunda opción que es hacer por etapas las plantas.

Para el caso de las plantas eléctricas, se partiría con una primera etapa de 108 kW para Colchane e Cariquima y 90 kW para Isluga, además del banco de baterías para cada una, una segunda de 90 kW para los 3 poblados y una tercera de 108 kW para Colchane y 90 kW para Cariquima e Isluga con el segundo banco de baterías para cada una. Esta primera etapa sería para los primeros 5 años, la segunda para los siguientes 10 y finalmente la tercera para los restantes 10 años.

Luego para el caso de la planta hídrica, no se podría ir comprando la infraestructura de la planta por partes, pero si los estanques de almacenamiento (mayores costos), donde se partiría con un estanque de almacenamiento y a medida que van aumentando los consumos se van comprando los estanques restantes.

Ya teniendo implementadas las plantas, estas van a ir generando distintos efectos en la comuna en diversos aspectos.

En primera instancia se tendría una independencia del recurso, ya que en la actualidad dependen de un suministro de agua potable proveniente de “Aguas del Altiplano”, la cual provee de agua principalmente al poblado de Colchane, y de un generador diésel para generar electricidad unas horas al día.

Para el primer caso no se sabe la real calidad del agua entregada y no se tiene un almacenamiento de ella, lo cual cambiaría con la implementación de la planta hídrica, ya que se sabría la calidad del agua suministrada y se tendría un almacenamiento suficiente para tener una autonomía de 1 semana. A esto último se le agrega la opción de tener la información clara de los procesos de potabilización del agua, algo que en la municipalidad de Colchane no se tiene claro en la actualidad, el cual es un aspecto de

gran utilidad para la municipalidad. Ya para el segundo caso, se tendría un cambio radical en el suministro, donde se entregaría electricidad todo el día y no dependería del generador diésel (a excepción de una emergencia o festividades).

Además se tendría un precio de venta a los habitantes menor a los de la región, teniendo un precio por m³ entre \$925 y \$926 pesos, en comparación con los \$986 pesos de la I región, y para el kWh se tendría un precio entre \$88 y \$98 pesos, menor a los \$128 pesos de la región de Tarapacá. Estos precios podrían ser aun menores si se consigue un subsidio para alguna de las plantas.

Por otra parte, el poder tener un suministro constante y de calidad de agua a toda la población ayudaría a mejorar la higiene y salud del poblado, ya que al ser un lugar rural, este aspecto se ve agravado en escasas de agua. Esto es una mejora en la calidad de vida de los habitantes de la comuna. También al tener un suministro constante de electricidad van a poder mejorar su calidad de vida al poder ocupar electrodomésticos necesarios en un hogar, como es el caso de un refrigerador. La opción de tener un refrigerador en una localidad aislada les permitirá a los habitantes poder conservar de buena manera sus alimentos, además de poder tener mayores cantidades almacenadas, lo cual disminuirá los viajes necesarios a localidad urbanas donde se encuentren los productos.

También afectaría a nivel educacional, donde el poder tener electricidad constante facilitaría la posibilidad de poder adquirir tecnología nueva para los recintos, como son computadores. De esta manera existiría una menor brecha tecnológica para los estudiantes en comparación con lugares urbanos.

Sobre el turismo del sector, se potenciaría al tener estas plantas, ya que se tendría agua potable y electricidad para los turistas en los 3 poblados principales de la comuna y el turista no tendría que llevar agua en bidones o sistemas de almacenamiento al visitar el lugar, lo cual es lo habitual en la actualidad. Con esto se fomentaría la economía de la comuna, donde se podrían instalar nuevos negocios, como restaurant y hoteles, lo cuales tendrían la opción de funcionar de buena manera al tener agua y electricidad.

Otro aspecto económico que se vería potenciado es la agricultura, donde la calidad del agua es importante para tener un buen producto final. En la actualidad ocupan un riego por goteo⁵³ para sembrar quínoa y papas. Al tener un suministro constante y de calidad (donde la planta hídrica se puede amoldar al aumento de demanda), se podría crecer aún más en este aspecto, agregándole el hecho de que se podría tener una mejora en su almacenamiento al tener electricidad.

Hay que considerar que otro negocio importante en el sector son los movimientos de carga, debido a la aduna con Bolivia (Colchane). Al tener estos recursos a disposición, se vería beneficiado este rubro, ya que se podrían llegar a instalar negocios nuevos al encontrarse con mejores condiciones de vida y tener una cercanía mayor con Bolivia (empresarios ZOFRI).

Pese a los aumentos en los recursos, hay que considerar que se van a tener que tomar medidas para no desaprovecharlos, como es el caso de la iluminación pública. Este aspecto debe cambiar en la comuna, donde se deben implementar iluminación LED y así disminuir el consumo en comparación con las ampolletas actuales.

⁵³ <http://diariolongino.cl/wp-content/uploads/2016/11/tamarugalnoviembre28.pdf>

Un punto de gran importancia es el total de CO₂ ahorrado con la instalación de la planta fotovoltaica en comparación a ocupar combustibles fósiles para la generación de esa misma cantidad de energía. En la tabla 6.14 se calculó⁵⁴ el total de CO₂ ahorrado durante los 25 años de funcionamiento de la planta.

Tabla 6.14. CO₂ no generado al ocupar una planta fotovoltaica.

Poblado	Colchane	Cariquima	Isluga
Total de energía consumo en el periodos evaluó [MWh]	12.453,73	11.470,32	10.419,40
Total de emisiones de CO2 ahorradas [Kg]	8.094.925	7.455.708	6.772.610

Este total de CO₂ ahorrado ayuda a que el proyecto no genere un gran impacto ambiental, que es un beneficio al medio ambiente, y es un punto de gran importancia en la implementación de proyectos en sectores rurales como Colchane (es una comuna de mayoría indígena), ya que las antiguas familias del sector son las que dan la aprobación final en la implementación en los proyectos, y ellas tiene un gran apego a la naturaleza y la preservación de esta.

Finalmente cabe mencionar que el poder contar con estos recursos, la posible mejora en la calidad de vida con ellos, el potenciar el turismo y posibles negocios que se generarían, podría provocar que aumenten los residentes en el sector y así ir creciendo aún más como comuna.

⁵⁴ <http://arboliza.es/compensar-co2/calculo-co2.html>

7 Conclusiones

De acuerdo a lo analizado en la comuna de Colchane, esta presenta un suministro limitado de energía eléctrica, la cual esta solo disponible un par de horas al día, y tiene un suministro de agua acotado y del cual no se tiene claro la calidad del agua entregada. Debido a esto, se hace fundamental la implementación un suministro constante y confiable para poder desarrollarse como comuna.

Los recursos necesario para llevar a cabo el proyecto se encuentran disponibles en la comuna de Colchane, donde las cuencas de Isluga y Cariquima proveen los caudales necesarios para las plantas hídricas, y la radiación solar es elevada en la comuna y solo baja en algunos momentos del año (en los meses de enero y febrero alrededor de un 15%), pero incluso en esos meses se tiene la radiación suficiente para que funcione de buena manera la planta solar.

Se concluyó que la mejor forma de implementación era con 3 instalaciones ubicadas en Colchane, Cariquima e Isluga, debido principalmente a que en ellas se encuentran las concentraciones de habitantes, además de que una planta grande para toda la comuna tendría problemas con la distribución, principalmente por los costos asociados.

Para la realización de la planta hídrica se tuvieron distintas opciones, pero se seleccionó la tecnología de Coagulación-Floculación por sobre las demás debido a sus bajos costos de instalación y funcionamiento, además de tener una buena remoción del arsénico. Se dimensiono esta planta para un caudal de 2,7 L/s, ocupando cloruro férrico como coagulante e hipoclorito de Na como oxidante y floculante. Se obtuvo como costos de inversión inicial \$92.635.982, \$87.135.981 y \$81.635.982 pesos para Colchane, Cariquima e Isluga, siendo el almacenamiento de agua el que hace variar este valor entre los poblados. Esta planta puede amoldarse a las variaciones de demanda que se presenten en las localidades y así no tener problemas en fechas claves como las festividades.

Realizar estas plantas en la comuna de Colchane es económicamente viable con un préstamo para las 3 localidades, donde se podrá instalar una planta para suministrar un recurso constante y de calidad a un precio de \$925 o \$926 pesos por m³ dependiendo de la ubicación de la planta. Este precio es menor al que se tiene en la I región, ya que el fin de las plantas no es generar ganancias directas con el agua vendida, sino con los beneficios asociados a esta.

Si la municipalidad busca generar mayores ganancias directas con la planta, se podría vender el m³ al precio de la región, que es \$986 pesos, o buscar un aporte estatal. Con el primer caso se obtienen VAN de \$12.697.157, \$11.867.622 y \$10.676.884 pesos para Colchane, Cariquima e Isluga. Para el segundo caso el resultado para el VAN variara de acuerdo al aporte, por ejemplo con un 50% de aporte para la inversión inicial se tiene un VAN de \$43.875.946, \$41.161.255 y \$37.995.767 de pesos respectivamente.

Luego para la planta eléctrica, se seleccionó la tecnología fotovoltaica por sobre la térmica debido a que la inversión inicial es menor para la fotovoltaica. Se realizaron dimensionamientos separados para las plantas solares, y se llegó a la conclusión que las capacidades más adecuadas para la demanda son de 306 kW, 288 kW y 270 kW para Colchane, Cariquima e Isluga respectivamente. Cada una de ellas contara inicialmente con 1,76 MWh de almacenamiento para el ciclo diario en container de

baterías, para luego agregar un segundo container de 1,76 MWh al 15vo año. El costo de la inversión inicial es de \$464.705.922, \$454.123.702 y \$439.484.160 de pesos respectivamente.

Con estas capacidades de generación y almacenamiento, la planta fotovoltaica es económicamente viable para cada uno de los poblados, obteniéndose precio de venta del kWh de \$88, \$92 y \$98 de pesos respectivamente. No será útil para cubrir las demandas de los visitantes en las festividades, pero si para los turistas que lleguen a la comuna durante el año.

En el caso que se buscara aumentar los ingresos en las plantas fotovoltaicas al vender la energía al mismo precio que se tiene en la I región (\$128 pesos el kWh) se obtendría un VAN de \$177.669.069, \$154.186.574 y \$112.306.726 para Colchane, Cariquima e Isluga respectivamente.

El financiamiento de las 3 plantas solares puede ser realizado con un préstamo, pero si la comuna tiene problemas para solicitarlos, existen distintos fondos que ayudarían a realizar las plantas solares, ya sea para mejorar la rentabilidad o poder bajar aún más los precios. Algunas opciones son los proyectos concursables de CORFO o del Ministerio de Energía.

Al implementar estas plantas eléctricas e hídricas no se generan grandes ganancias económicas directas para la comuna al otorgar el suministro de electricidad y agua, y tampoco se generan muchos empleos (solamente 9 en la planta hídrica y un par para el monitoreo y limpieza en la solar), pero si se producirían importantes beneficios asociados de tener estas instalaciones, como es la mejora de la calidad de vida de los habitantes, el poder potenciar el turismo y negocios asociados a este ámbito como son restaurantes y hoteles. Además el tamaño dimensionado permite el crecimiento de la comuna, por lo que no se quedarían chicas las plantas en el periodo evaluado.

A esto hay que agregarle la cantidad de CO₂ que se dejaría de producir diariamente al no utilizar los generadores que actualmente tiene la comuna y el CO₂ que se ahorra en comparación a que se decidiera realizar un suministro constante de energía con un generador diésel.

Finalmente cabe mencionar que la implementación de estas plantas sería factible para otras comunas que se encuentren en condiciones parecidas de ruralidad y aislamiento. Donde se tendría una solución técnica y económicamente viable, que ayudaría a potenciar la comuna o poblado y sería amigable con el medio ambiente.

Bibliografía

- [1] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «Libro Energía 2050,» Gobierno de Chile.
- [2] Organización de Naciones Unidas, «Human Development Index,» *Programa de Naciones Unidas*, p. 25, 2008.
- [3] Generadoras A.G, «Boletín del mercado eléctrico,» Dirección de Estudios y Contenidos, 2014.
- [4] Ministerio de Energía, «Estrategía Nacional de Energía 2012-2030,» Gobierno de Chile, 2012.
- [5] Ministerio de Energía, «Agenda de energía, un desafío país,» Gobierno de Chile, 2014.
- [6] Departamento de Medio Ambiente, Banco Mundial, «Libro de Consulta para Evaluación Ambiental,» de *Volumen I: Políticas, Procedimientos y Problemas Intersectoriales*, Washington, D.C, 1992.
- [7] S. Mathew, «Wing Energy: Fundamental, Resource Analysis and Economics,» Springer, 2006.
- [8] GWEC, «Global wind report - anual market update 2012,» *Global Wind Energy Council*, 2013.
- [9] H. Beri and Y. Yao, «Numerical simulation of unsteady flow to show self starting of vertical axis wind turbine using Fluent,» *Journal of Applied Science*, Vol 11, pp. 962-970, 2011.
- [10] H. Sutherland and D. Berg, «A retrospective of VAWT technology,» *Sandia National Laboratories*, 2012.
- [11] M. Bhutta and N. Hayat, «Vertical axis wind turbine - review of various configurations and design techniques,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 16, pp. 1926-1939, 2012.
- [12] H. Riegler, «HAWT versus VAWT small VAWT and a clear niche,» *Refocus*, Vol 4, pp. 44-66, 2003.
- [13] S. Mertens, «Wind Energy in the Built Environment: Concentrator Effects of Buildings,» *PhD thesis, Technische Universiteit*, 2006.
- [14] Ulrich Merten, «Desalination by Reverse Osmosis,» *Cambridge, Massachusetts y Londres, The M.I.T*, p. 289, 2008.
- [15] Y. A. Cárdenas, «Tratamiento de agua - Coagulación y Floculación,» SEDAPAL, Lima, Peru, 2000.
- [16] Empresas Eléctricas A.G, «Reporte Eléctrico Marzo 2016,» Estudios y Regulación, Jurídica y de Comunicaciones de Empresas Eléctricas AG, 2016.

- [17] Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, «Explorador Solar,» [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>. [Último acceso: 10 Agosto 2016].
- [18] Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile., «Explorador Eólico,» [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>. [Último acceso: 20 Agosto 2016].
- [19] Aquaterra Ingenieros Limitada, «Estimación de recargas en cuencas altiplánicas y precordilleranas de vertiente pacífica,» Dirección General de Aguas, Santiago, Chile, 2011.
- [20] CADE-IDEPE, «Cuenca del Rio Isluga,» Ministerio de Obras Publicas, 2004.
- [21] SIGET, «Boletín de estadísticas eléctricas,» CNE, 2014.
- [22] L. W. & A. S. Chen, «Cost of Arsenic Removal Technologies for small water systems,» Cincinnati, Ohio, 2011.
- [23] Inti Quimica, «Modelo de Intervención para el Abatimineto de Arsénico en Aguas de Consumo,» 2009.
- [24] L. Bournod, «Remoción del Arsénico mediante Coagulación, Filtración y Sedimentación,» Universidad Tecnológica Nacional, Bahía Blanca, Argentina, 2010.
- [25] J. A. R. Rojas, Potabilización del Agua, Escuela Colombiana de Ingeniería, 2000.
- [26] CONAMA, «Tecnologías de Coagulación y/o Floculación,» Gobierno de Chile, Santiago, Chile, 2005.

Anexos

Anexo A. Programa Zonas Rezagadas⁵⁵

A. Presentación del Programa:

El Programa de Zonas Rezagadas apunta a superar las desigualdades territoriales existentes en Chile mediante la implementación de políticas públicas que reconozcan y aborden los factores territoriales que influyen negativamente en las oportunidades de las personas. Es por ello que el Programa, de carácter piloto, busca reducir las brechas en cuanto a desarrollo y bienestar que afectan a ciertos territorios en relación con el resto del país mediante una política de intervención intersectorial, participativa, con foco en el desarrollo productivo, en la transferencia de competencias y en la generación de capital social y humano. El trabajo del Programa apunta a institucionalizar su trabajo como una política pública permanente respaldada en una ley de la República.

Actualmente el Programa trabaja en 5 territorios:

- (i) Provincia de Arauco (Región del Biobío), que comprende las comunas de Arauco, Contulmo, Cañete, Curanilahue, Lebu, Los Álamos y Tirúa.
- (ii) Provincia de Cauquenes y la Comuna de Empedrado (Región del Maule), que comprende las comunas de Cauquenes, Chanco, Empedrado y Pelluhue.
- (iii) Provincia Limarí-Choapa (Región de Coquimbo); que comprende las comunas de Monte Patria, Punitaqui, Combarbalá y Canela.
- (iv) Provincia del Ranco (Región de Los Ríos); que comprende las comunas de La Unión, Río Bueno, Futrono y Lago Ranco.
- (v) Valle del Itata (Región del Bío Bío); que comprende las comunas de Cobquecura, Coelemu, Ninhue, Portezuelo, Quirihue, Quillón, Ránquil, San Nicolás y Trehuaco.

B. Inspiración y origen:

El Programa de Zonas Rezagadas encuentra su origen en el Programa de Gobierno de la Presidenta Bachelet y en las 56 medidas prometidas para los primeros 100 días de gobierno. Como parte de los compromisos contenidos en la agenda de descentralización, el programa de gobierno contempla la creación de un Fondo de Convergencia Regional para disminuir brechas y apoyar el desarrollo de los territorios más rezagados en materia de desarrollo socioeconómico. Asimismo, se contempla la presentación de un Plan de Desarrollo para Territorios Rezagados para aquellos territorios que requieran impulso en materia de pobreza, desempleo, infraestructura pública, conectividad y capacidades productivas.

El Programa de Gestión Territorial para Territorios Rezagados fue incorporado como la medida número 24 de las 56 medidas a implementar en los 100 primeros días de gobierno (<http://www.cumplimiento.gob.cl/?ver=2103>), y fue lanzado por la Presidenta de la República el día 27 de mayo de 2014 en la comuna de Combarbalá (<http://www.prensapresidencia.cl/default.aspx?codigo=12710>). En dicha ocasión, la Presidenta de la

⁵⁵ http://www.zonasrezagadas.subdere.gov.cl/pages/que_hacemos

República anunció que junto con el desarrollo del proyecto y la inyección inicial de recursos, se avanzaría también en la identificación de los indicadores que permitan definir qué territorios se encuentran en una situación de rezago en relación con el resto del país. Con ese fin, la Presidenta de la República anunció que dichas definiciones quedarían plasmadas en un Proyecto de Ley que establecerá una nueva categoría de territorio, con el objeto de desarrollar una política pública de Estado en estas zonas más atrasadas. Este compromiso fue reafirmado en la Cuenta Sectorial 2015 del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, elaborada con motivo del mensaje presidencial del pasado 21 de Mayo, al indicar que, en el marco de la agenda sobre descentralización se elaborará un proyecto de ley que establezca los indicadores que permitan identificar los territorios en condiciones de rezago, así como también el modelo y estrategias de intervención, y la creación del Fondo de Convergencia como mecanismo de financiamiento.

La implementación de una política pública de este tipo obedece a un diagnóstico sobre la evolución de las políticas sociales durante los últimos 25 años. El foco de las políticas sociales durante los primeros años tras el regreso a la democracia estuvo puesto en la superación de la pobreza, en la reducción de las inequidades en el acceso a oportunidades de desarrollo y en garantizar el acceso a ciertas prestaciones sociales esenciales. Estas políticas, orientadas principalmente a las personas y/o al núcleo familiar del que son parte, han experimentado una evolución en la medida en que las condiciones económicas del país han ido mejorando.

Bajo la lógica de garantizar el acceso a prestaciones sociales se desarrolló el Plan Auge, el Programa Puente -que después dio origen al Programa Chile Solidario- y la creación del Pilar Solidario en el reforma previsional en el anterior gobierno de la Presidenta Bachelet y de la transferencia de fondos vía bonos a las familias más vulnerables en períodos de altos gastos. Estas iniciativas apuntaron a generar una red de apoyo social por parte del estado con foco en las personas más vulnerables.

A partir de este gobierno, la Presidenta Bachelet da un paso más allá en la evolución de las políticas sociales del país al apuntar a las desigualdades territoriales existentes en Chile. Ello responde a un diagnóstico desarrollado en estos años y plasmado en las orientaciones programáticas del gobierno: la orientación de las políticas públicas deben reconocer que los factores territoriales determinan de forma importante las oportunidades de las personas.

El Programa de Gestión Territorial para Zonas Rezagadas, como parte de los compromisos programáticos de este gobierno, responde a este diagnóstico y representa una oportunidad para dar el siguiente paso en el desarrollo de políticas sociales: enfrentar las desigualdades territoriales mediante un trabajo intersectorial y participativo.

Anexo B. Tabla resumen población y consumos

Tabla B.1 Resumen población y consumos de las comunas.

Comuna	Región	Población	Población Ajustada	Consumo eléctrico [kWh mes]	Consumo agua [litros mes]
Arica	Arica y Parinacota	210.936	224.942	13.496.529	1.394.641.332
Camarones	Arica y Parinacota	679	724	43.445	4.489.331
Putre	Arica y Parinacota	1.462	1.559	93.545	9.666.276
General Lagos	Arica y Parinacota	739	788	47.284	4.886.032
Iquique	Tarapaca	184.953	202.006	12.120.340	1.252.435.133
Alto Hospicio	Tarapaca	94.455	103.164	6.189.825	639.615.256
Pozo Almonte	Tarapaca	11.519	12.581	754.863	78.002.521
Camiña	Tarapaca	1.156	1.263	75.755	7.828.016
Colchane	Tarapaca	1.384	1.512	90.696	9.371.950
Huara	Tarapaca	2.360	2.578	154.656	15.981.070
Pica	Tarapaca	4.194	4.581	274.841	28.400.258
Antofagasta	Antofagasta	348.669	369.136	22.148.152	2.288.642.396
Mejillones	Antofagasta	9.752	10.324	619.467	64.011.543
Sierra Gorda	Antofagasta	1.206	1.277	76.608	7.916.112
Taltal	Antofagasta	13.493	14.285	857.102	88.567.242
Calama	Antofagasta	138.722	146.865	8.811.899	910.562.885
Ollague	Antofagasta	332	351	21.089	2.179.228
San Pedro	Antofagasta	5.605	5.934	356.041	36.790.884
Tocopilla	Antofagasta	25.091	26.564	1.593.831	164.695.819
Maria Elena	Antofagasta	4.593	4.863	291.757	30.148.176
Copiapo	Atacama	158.261	166.665	9.999.880	1.033.320.886
Caldera	Atacama	15.150	15.954	957.268	98.917.683
Tierra Amarilla	Atacama	13.912	14.651	879.044	90.834.509
Chañaral	Atacama	14.146	14.897	893.829	92.362.346
Diego de Almagro	Atacama	16.452	17.326	1.039.536	107.418.727
Vallenar	Atacama	52.099	54.865	3.291.927	340.165.833
Alto del Carmen	Atacama	5.488	5.779	346.765	35.832.359
Freirina	Atacama	6.531	6.878	412.668	42.642.336
Huasco	Atacama	9.015	9.494	569.622	58.860.918

.Anexo C. Tabla resumen mapeo solar, eólico y proveedores regionales

Tabla C.1. Resumen potencial eólico-solar y los proveedores regionales.

Comuna	Tipo	Potencial eólico [m/s]	Potencial solar [kWh/m2 día]	Electricidad	Agua
Arica	Urbana	2.8	5.51	Emelari	Aguas del Altiplano
Camarones	Rural	4.0	6.63	Emelari	Aguas del Altiplano
Putre	Rural	5.4	6.45	Emelari	Aguas del Altiplano
General Lagos	Rural	6.3	6.33	Emelari	Aguas del Altiplano
Iquique	Urbana	2.6	5.52	Eliqsa	Aguas del Altiplano
Alto Hospicio	Urbana	2.4	5.99	Eliqsa	Aguas del Altiplano
Pozo Almonte	Urbana	4.4	6.81	Eliqsa	Aguas del Altiplano
Camiña	Rural	3.3	6.84	Eliqsa	Aguas del Altiplano
Colchane	Rural	5.8	6.87	Eliqsa	Aguas del Altiplano
Huara	Rural	3.7	6.81	Eliqsa	Aguas del Altiplano
Pica	Urbana	2.8	6.72	Eliqsa	Aguas del Altiplano
Antofagasta	Urbana	2.9	5.82	Elecda	Agua Antofagasta
Mejillones	Urbana	5.8	6.15	Elecda	Agua Antofagasta
Sierra Gorda	Rural	7.7	7.02	Elecda	Agua Antofagasta
Taltal	Urbana	3.4	5.32	Elecda	Agua Antofagasta
Calama	Urbana	7.9	7.1	Elecda	Agua Antofagasta
Ollague	Rural	8.6	7.17	Elecda	Agua Antofagasta
San Pedro	Rural	4.7	7.03	Elecda	Agua Antofagasta
Tocopilla	Urbana	3.2	5.86	Elecda	Agua Antofagasta
María Elena	Urbana	4.7	6.94	Elecda	Agua Antofagasta
Copiapó	Urbana	4.8	6.08	Emelat	Agua Chañaral
Caldera	Urbana	3.7	5.12	Emelat	Agua Chañaral
Tierra Amarilla	Urbana	3.2	6.18	Emelat	Agua Chañaral
Chañaral	Urbana	4.0	5.38	Emelat	Agua Chañaral
Diego de Almagro	Urbana	4.6	6.63	Emelat	Agua Chañaral
Vallenar	Urbana	3.2	5.95	Emelat	Agua Chañaral
Alto del Carmen	Rural	5.9	6.29	Emelat	Agua Chañaral
Freirina	Mixto	4.5	5.68	Emelat	Agua Chañaral
Huasco	Urbano	3.6	4.85	Emelat	Agua Chañaral

Anexo D. Rango de los Parámetros de Calidad de agua en las Cuenca

Tabla D.1. Rango de los parámetros de calidad de agua en las cuencas [20].

Parámetros	Unidad	Mínimo	Máximo
FISICO-QUIMICOS			
Conductividad eléctrica	uS/cm	958	6250
DB05	mg/L	s.i	s.i
Color Aparente	Pt-Co	s.i	s.i
Oxígeno Disuelto	mg/L	5,1	12,4
Ph	unidad	7,3	8,8
RAS	-	1,5	24,7
Solidos disueltos	mg/L	s.i	s.i
Solidos suspendidos	mg/L	s.i	s.i
Variación T°	°C	-	-
INORGANICOS			
Amonio	mg/L	s.i	s.i
Cianuro	ug/L	s.i	s.i
Cloruro	mg/L	51	1081,3
Fluoruro	mg/L	s.i	s.i
Nitrito	mg/L	s.i	s.i
Sulfato	mg/l	275	738
Sulfuro	mg/L	s.i	s.i
ORGANICOS		s.i	s.i
ORGANICOS PLAGUICIDAS		s.i	s.i
METALES ESENCIALES			
Boro		<1	19
Cobre	ug/L	<10	40
Cromo	ug/L	<10	<10
Hierro	mg/L	0,06	3,75
Manganeso	mg/L	<0,01	0,43
Molibdeno	mg/L	<0,01	<0,01
Níquel	ug/L	<10	<10
Selenio	ug/L	<1	<1
Zinc	mg/L	<0,01	<0,05
METALES NO ESENCIALES			
Aluminio	mg/L	0,01	1,68
Arsénico	mg/L	0,005	0,150
Cadmio	ug/L	<10	<10
Estalo	ug/L	s.i	s.i
Mercurio	ug/L	<1	<1
Plomo	mg/L	<0,01	<0,01
MICROBIOLOGICOS			
Coliformes Fecales	gérmenes/100 ml	s.i	s.i
Coliformes Totales	gérmenes/100 ml	s.i	s.i

Anexo E. Parámetros de la Canaleta Parshall

Tabla E.1. Parámetros de la Canaleta Parshall para las plantas hídras.

Parámetros	Valor
Caudal	2,7 L/s
Ancho garganta de la canaleta	2,5 cm
Longitud inclinada canal en reducción antes de garganta	36,3 cm
Longitud canal en reducción antes de la garganta	35,6 cm
Ancho de canal después de la canaleta	9,3 cm
Ancho de canal antes de la canaleta	16,8 cm
Profundidad pared lateral de canaleta	22,9 cm
Longitud estándar de garganta canaleta	7,6 cm
Longitud de canal en la ampliación después de la garganta de la canaleta	20,3 cm
Diferencia de altura del canal aguas arriba y aguas debajo de la canaleta	1,9 cm
Altura estándar de la rampa de canaleta	2,9 cm
Longitud de la transición de la entrada	30,5 cm
Ancho de la entrada de la transición	50 cm
Ancho de la canaleta	9,3 cm
Longitud del resalto	47,7 cm
Gradiente promedio en el resalto	948,386 L/s
Altura de la rampa	2,9 cm
Altura de lámina de agua para aforo	2,4 cm
Angulo de inclinación de la rampa	20,89°
Longitud de la rampa	7,6 cm

Anexo F. Memoria de cálculo del Floculador para la planta hídrica ^[25]

Para realizar el dimensionamiento del floculador se ocuparon los siguientes datos y supuestos:

- $Q = \text{Caudal de trabajo} = 2,7 \text{ L/s}$
- $v = \text{velocidad del flujo} = 0,1 \text{ m/s}$
- $t = \text{tiempo retención} = 20 \text{ min}$
- $W_u = \text{Ancho útil de la cámara de floculación} = 6 \text{ m}$
- $E_t = \text{espesor tabique} = 0,03 \text{ m}$

Ya con estos valores, se procede a los cálculos. Se parte con la distancia total recorrida (L) por el agua y se calcula con la ecuación F.1:

$$L = v * t \quad (\text{F.1})$$
$$L = 0,2 * 20 * 60 = 120 \text{ m/s}$$

Para el volumen de agua a mezclar (Q_t) por periodo de 20 min se tiene la ecuación F.2:

$$Q_t = Q * t \quad (\text{F.2})$$
$$Q_t = 2,7 * 20 * 60 = 32,4 \text{ m}^3$$

Ya con el valor de volumen de agua se puede obtener el área transversal de un canal (a) entre baffles con la ecuación F.3:

$$a = \frac{Q_t}{L} \quad (\text{F.3})$$
$$a = \frac{32,4}{120} = 0,27 \text{ m}^2$$

Como la distancia recomendada entre baffles (d_b) es de 0,45 m, se va a tener una profundidad del agua (d) se obtiene con la ecuación F.4:

$$d = \frac{a}{d_b} \quad (\text{F.4})$$
$$d = \frac{0,27}{0,45} = 0,6 \text{ m}$$

Pero la profundidad mínima debe ser al menos de 0,9 m, por lo que se tomara este valor como la profundidad del agua y se tendrá una separación entre baffles de 0,3 m, que no es la recomendada, pero está dentro de lo admisible. De esta manera los valores de la profundidad del agua y distancia entre baffles quedan:

$$d = 0,9 \text{ m}$$

$$d_b = 0,3 \text{ m}$$

Agregando 0,3 m de borde libre, la profundidad total (H) quedara en:

$$H = d + 0,3 = 1,2 \text{ m}$$

El espacio libre entre tabiques y pared (e) será al menos 1,5 veces la distancia entre baffles:

$$e_l = 1,5 * d_b = 0,45 \text{ m}$$

Por lo que se toma 0,5 m de espacio libre entre tabique y pared.

Para la longitud efectiva de cada caudal (l) se ocupa el ancho útil de la cámara de floculación en la ecuación F.5, obteniendo:

$$\begin{aligned} l &= W_u - e_l \\ l &= 5,5 \text{ m} \end{aligned} \quad (\text{F.5})$$

Como ya se tiene el total recorrido y la longitud efectiva de cada canal, se puede calcular con la ecuación F.6 el total de canales (N):

$$\begin{aligned} N &= \frac{L}{l} \\ N &= \frac{120}{5,5} = 21,8 \approx 22 \end{aligned} \quad (\text{F.6})$$

Con los valores obtenidos y supuestos, se calcula la longitud total de cámara (L_c) con la ecuación F.7:

$$\begin{aligned} L_c &= N * e_l + (N - 1) * e_t \\ L_c &= 22 * 0,3 + 21 * 0,03 = 7,23 \text{ m} \end{aligned} \quad (\text{F.7})$$

De esta manera se tiene todos los parámetros necesarios para el floculador de la planta hídrica.

Anexo G. Memoria de cálculo del Sedimentador para la planta hídrica ^[25]

Para realizar el dimensionamiento del sedimentador se realizaron los siguientes datos y supuestos:

- $Q = \text{Caudal de trabajo} = 2,7 \text{ L/s}$
- $CS = \text{Carga superficial} = 130 \text{ m/d}$
- $d = \text{Separación entre placas} = 0,06 \text{ m}$
- $W = \text{Ancho sedimentador} = 2 \text{ m}$
- $\text{Inclinación placas} = \theta = 60^\circ$
- $\gamma = \text{Viscosidad} = 1,3 * 10^{-6}$ (porque la temperatura oscilara entre los 10 y 15°C)
- $S = \text{eficiencia sedimentador} = 1$ (valor critico)
- $\text{Dimensiones placas planas} = 1x0,9x0,006 \text{ m}$
- $\text{Profundidad estanque mayor a 3 metros.}$
- $\text{Se tendrán dos módulos de sedimentación de 1 metros por estanque.}$

Y a con estos valores, se procede a los cálculos. Se parte con el área de sedimentación acelerada (A) que se tiene de la ecuación G.1:

$$A = \frac{Q}{CS} \quad (G.1)$$
$$A = \frac{233,28 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}}{130 \frac{\text{m}}{\text{d}}} = 1,79 \text{ m}^2$$

Con el valor de área de sedimentación, se puede obtener de la ecuación G.2 la longitud sedimentador acelerado (L_s):

$$L_s = \frac{A}{b} \quad (G.2)$$
$$L_s = \frac{1,79 \text{ m}^2}{2 \text{ m}} = 0,896 \text{ m}$$

Además se puede obtener la velocidad del flujo (v_0) con la ecuación G.3:

$$v_0 = \frac{Q}{A \text{sen}\theta} \quad (G.3)$$
$$v_0 = \frac{233,28 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}}{1,79 \text{ m}^2 * \text{sen}60} = 0,17 \frac{\text{cm}}{\text{s}}$$

Este valor obtenido para la velocidad de flujo está dentro del rango aceptable (0,15 a 0,6 cm/s).

Para ver el comportamiento del flujo se calculó el número de Reynolds con la ecuación G.4:

$$Re = \frac{v_0 * d}{\gamma} \quad (G.4)$$
$$Re = \frac{0,17 \frac{\text{cm}}{\text{s}} * 0,06 \text{ m}}{1,3 * 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}} = 78,46$$

El valor obtenido para el número de Reynolds es menor a 500, por lo que está dentro del rango.

Para obtener la longitud relativa de sedimentación (L) se ocupa el largo de la placa (l) y la separación entre ellas ya definido en la ecuación G.5:

$$L = \frac{l}{d} \quad (G.5)$$

$$L = \frac{0,8 \text{ m}}{0,06 \text{ m}} = 13,3 \text{ m}$$

Pero se tiene una longitud relativa región transición (L') que esta antes del sedimentar de tasa alta y esta se obtiene con la ecuación G.6:

$$L' = 0,013 * Re \quad (G.6)$$

$$L' = 0,013 * 78,46 = 1,02 \text{ m}$$

Por lo cual, al incluir en la longitud relativa a la longitud de sedimentación, se obtiene la longitud corregida (L_c):

$$L_c = L - L' = 13,3 \text{ m} - 1,02 \text{ m} = 12,28 \text{ m}$$

La velocidad crítica sedimentación (V_{sc}) se obtiene ocupando el valor anterior en la ecuación G.7:

$$V_{sc} = \frac{S * CS}{\text{sen}\theta + L_c * \text{cos}\theta} \quad (G.7)$$

$$V_{sc} = \frac{1 * 130 \frac{\text{m}}{\text{d}}}{\text{sen}60 + 12,28 * \text{cos}60} = 18,55 \frac{\text{m}}{\text{d}}$$

Además el tiempo de retención en el sedimentador (t) s se ocupa la ecuación G.8 y será:

$$t = \frac{l}{v_0} \quad (G.8)$$

$$t = \frac{0,8 \text{ m}}{0,17 \frac{\text{cm}}{\text{s}}} = 7,8 \text{ min}$$

Como se van a tener dos módulos y el ancho de placa es de 1 m, se calcula el número de placas (N) con la ecuación G.9:

$$N = \frac{L_s * \text{sen}\theta + d}{d + e} \quad (G.9)$$

$$N = \frac{0,896 * \text{sen}60 + 0,06}{0,06 + 0,006} = 12,6 \sim 13 \text{ placas}$$

Donde e es el espesor de la placa utilizada.

Finalmente el tiempo total en estanque sedimentador (T) se obtiene de la ecuación G.10:

$$T = \frac{\text{Largo} * \text{Ancho} * \text{Profundidad}}{Q} \quad (\text{G.10})$$
$$T = \frac{2,316 \text{ m} * 2 \text{ m} * 3 \text{ m}}{233,28 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}} = 85,7 \text{ min}$$

De esta manera se tiene todos los parámetros necesarios para el sedimentador de la planta hídrica.

Anexo H. Memoria de cálculo de la Laguna de Lodos para la planta hídrica ^[25]

Para realizar el dimensionamiento de la laguna de lodos se realizaron los siguientes datos y supuestos:

- $q_d = \text{dosis de coagulante} - \text{floculante} = 50 \frac{mg}{L}$
- $\% \text{solidos} = \text{contenido de solidos en el lodo} = 2\%$
- $\text{Densidad relativa de lodo húmedo sera de } 1,01 \frac{Kg}{m^3}$
- El mínimo de piscinas sera de 2.

Ya con estos valores, se procede a los cálculos. Se parte con la cantidad de lodo seco (W_L) producido que se calcula con la ecuación H.1:

$$W_L = (Q + 0,3 * q_d) * 0,1 \quad (H.1)$$
$$W_L = \left(2,7 \frac{L}{s} + 0,3 * 50 \frac{mg}{l} \right) * 0,1 = 152,928 \frac{Kg}{d} = 6,372 \frac{Kg}{h}$$

Luego la masa de lodo (M_L) se obtiene de la ecuación H.2:

$$M_L = \frac{W_L}{\% \text{solidos}} \quad (H.2)$$
$$M_L = \frac{152,928 \frac{Kg}{d}}{0,02} = 7.646,15 \frac{Kg}{d} = 318,59 \frac{Kg}{h}$$

Con este valor se obtiene el volumen de lodo (V_L) en la ecuación H.3:

$$V_L = \frac{M_L}{\text{densidad relativa}} \quad (H.3)$$
$$V_L = \frac{7.646,15 \frac{Kg}{d}}{1010 \frac{Kg}{m^3}} = 7,57 \frac{m^3}{d} = 0,315 \frac{m^3}{d}$$

Finalmente el porcentaje diario de lodo resultara se calcula con la ecuación H.4:

$$\% \text{ diario de lodo} = \frac{V_L}{0,1} \quad (H.4)$$
$$\% \text{ diario de lodo} = \frac{7,57 \frac{m^3}{d}}{0,1} = 0,087\%$$

De esta manera las dimensiones de la piscina de lodo necesitaran contener al menos la carga de una semana de lodos, por eso se toman las dimensiones de la tabla A.5 para las lagunas de lodos de la planta.

Tabla H.1. Dimensiones laguna de lodos.

Parametro	Valor
Ancho piscina lodos	2,5 m
Largo piscina lodos	5 m
Profundidad piscina lodos	2 m

Con estas dimensiones alcanzara para poder contener al menos 8 días de lodos, para luego ser sacada de servicio y siendo remplazada por la segunda laguna.

Anexo I. Memoria de cálculo de los Filtros para la planta hídrica [25]

Para realizar el dimensionamiento de los filtros se realizaron los siguientes datos y supuestos:

- $Q = \text{Caudal de trabajo diario} = 233,28 \frac{m^3}{d}$
- $q = \text{velocidad de filtrado} = 300 \frac{m}{d}$
- $\text{Altura grava} = 0,3 \text{ m}$
- $\text{Arena fina} = 0,2 \text{ m}$
- $\text{Antracita} = 0,45 \text{ m}$
- $\text{La expansión lavado sera de } 40\%$.
- $\text{Agua lavado} = 6\% \text{ tratada}$
- $\text{Area superficial de los filtros sera cuadrada.}$

Ya con estos valores, se procede a los cálculos. Se parte con el número de filtros (N) necesarios ocupando la ecuación I.1:

$$N = 0,044 * Q^{0,5} \quad (I.1)$$
$$N = 0,044 * 233,28^{0,5} \frac{m^3}{d} = 0,672$$

Como el número mínimo de filtros para una planta pequeña es de 2 (para el lavado y mantención), se selecciona un número de 2 filtros.

El área total filtración (A_{tf}) se obtiene a partir de la ecuación I.2 usando el caudal de trabajo diario y la velocidad de filtrado:

$$A_{tf} = \frac{Q}{q} \quad (I.2)$$
$$A_{tf} = \frac{233,28 \frac{m^3}{d}}{300 \frac{m}{d}} = 0,778 \text{ m}^2$$

Luego para el área superficial (A_s) de cada filtro se ocupara la ecuación I.3 :

$$A_s = \frac{A_{tf}}{N} \quad (I.3)$$
$$A_s = \frac{0,778 \text{ m}^2}{2} = 0,389 \text{ m}^2$$

De esta manera se obtiene el lado (L) para cada filtro

$$L = \sqrt{A_s} = \sqrt{0,389 \text{ m}^2} = 0,704 \text{ m}$$

Ya obtenido estos valores, se calcula el tamaño de la canaleta de lavado ocupando la ecuación I.4, donde se asume el largo o el ancho, para calcular el otro parámetro. En este caso se asume alto (h) de 10 cm para calcular el ancho (b).

$$Q = 1,38 * b * h^{1,5} \quad (I.4)$$

$$Q = 1,38 * b * h^{1,5} \rightarrow b = \frac{2,7 * 10^{-3} \frac{m^3}{s}}{1,38 * 0,1^{1,5} m} = 0,061 m$$

Finalmente para los estanques de lavado se necesita poder almacenar el 6% del agua a tratar. Como el caudal es de 2,7 L/s, se obtiene que:

$$Agua lavado = Q * 0,06 = 233,28 \frac{m^3}{d} * 0,06 = 13,99 \frac{m^3}{d} = 0,583 \frac{m^3}{h}$$

Como se trabajara entre 7 y 9 horas diarias en las distintas plantas, se tendrá un estanque de lavado de 1,5x2x2 m para poder contener sin problemas el agua de lavado.

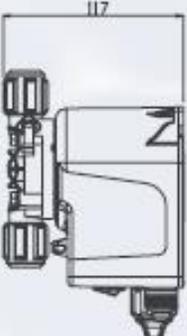
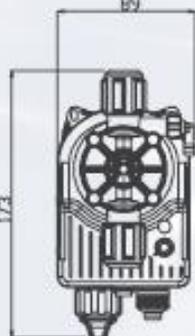
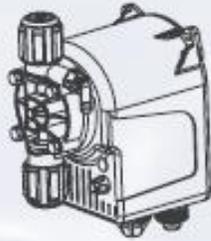
Anexo J. Ficha técnica Dosificador

Codificación bomba					
Modelo	Tipo	Alimentación	Tipo cabezal	Kit de instalación	Extras
KCL	633	N	VF	W	00

Características técnicas				
Tipo	Presión (bar)	Caudal (l/h)	Conexiones (IN/OUT)	Imp./minuto
632	7	2	4/6	100
633	5	5	4/6	180

Materiales en contacto con el líquido				
Tipo cabezal	Cuerpo cabezal	Esferas	Juntas y válvulas	Membrana
VF	PVC	Pyrex	FPM	PTFE
VE	PVC	Pyrex	EPDM	PTFE

Kit de Instalación	Escuadras para montaje a pared		Tubo de impulsión	
				
		Inyector en PP		Filtro de fondo
		Tubo de aspiración		

Dimensiones	Dimensiones		
			
	117	89	173

Innovation > Technology > Future

Figura J.1. Ficha técnica del dosificador seleccionado para las plantas hídras⁵⁶.

⁵⁶

https://www.interempresas.net/FeriaVirtual/Catalogos_y_documentos/95999/Bomba_dosificadora_electro_magnetica_Serie_Invikta.pdf

Anexo K. Ficha técnica Estanque almacenador químicos



Figura K.1. Ficha técnica de los estanques químicos seleccionador para las plantas hídras⁵⁷.

⁵⁷ <http://www.infraplast.cl/productos/almacenamiento-de-liquidos/estanques-industriales/quimitank/>

Anexo L. Ficha técnica Bomba



Atributo	Detalle
Modelo	DG Blue 40/2/G40V
Garantía (meses)	12
Prof. máx. inmersión (m)	20
Observaciones	Doble sello mecánico. Paso de sólidos hasta 35mm.
Altura elevación max. (m)	5,8
Uso	Para succionar agua en piscinas, pozos, vaciar estanques de agua limpia.
Caudal máx. (l/min)	300
Potencia	0,4 HP
Procedencia	Italia
Tipo bomba	Sumergible
Diám. descarga (pulg)	1 1/2"
Marca	Zenit
Energía que utiliza	Eléctrica Monofásica 220V 300W
Presión máx. (BAR)	0,5

Figura L.1. Ficha técnica de la bomba seleccionada para las plantas hídras⁵⁸.

⁵⁸ <http://www.sodimac.cl/sodimac-cl/product/153324X/Sumergible-Vortex-DG-Blue-0,4HP/153324X>

Anexo M. Ficha técnica Jar-Test



Cuadro de especificaciones técnicas:

Modelo	JT40E	JT60E
Referencia	10000-01016	10000-01017
Agitación		
Nº posiciones	4	6
Potencia (W)	50	
Rango de velocidad (rpm)	20-250	
Resolución (rpm)	5	
Precisión (rpm)	1	
Temporizador (min)	0-240	
Datos Generales		
Dimensiones (mm)	800x200x410	
Peso	14,0	15,0
Protección IP	IP34	
Embalaje	Tribox 84x50x32 cm	

Accesorios	Referencia
<i>Inyector de coagulantes para reactivo</i> (tanto para 4 como 6 plazas)	20000-00079

Figura M.1. Ficha técnica del Jar-Test seleccionado para las plantas hídricas⁵⁹.

⁵⁹ <http://www.ovan.es/es/productos/floculadores/jar-test>

Anexo N. Ficha técnica Panel Solar

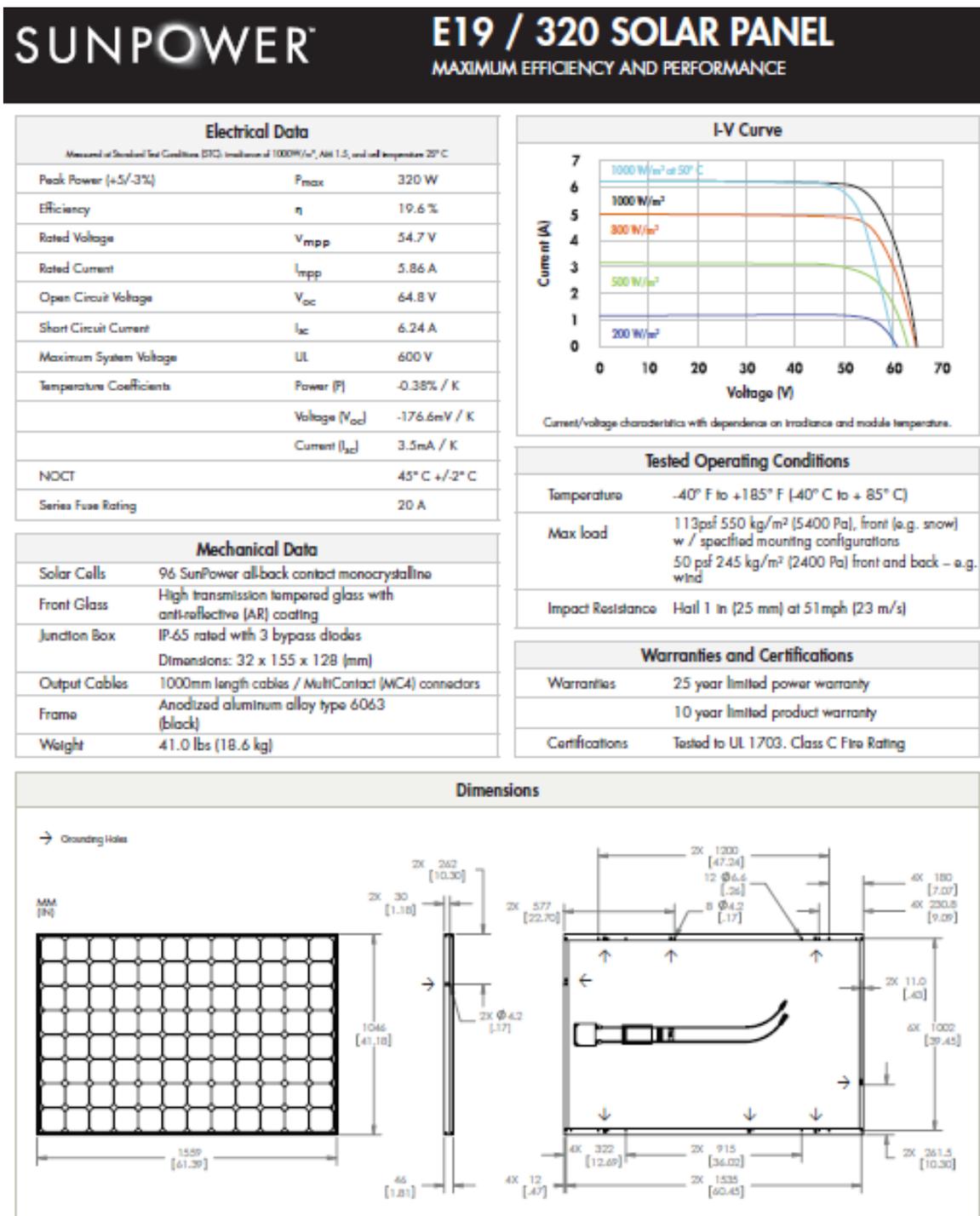


Figura N.1. Ficha técnica del panel fotovoltaico seleccionado para las plantas eléctricas⁶⁰.

⁶⁰ <https://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/data-sheets/ds-e19-series-320-solar-panel-datasheet.pdf>

Anexo O. Ficha técnica baterías

Tipo de elemento	Capacidad		Altura		Anchura		Peso	
	C ₁₂₀ 120 h 1,0V Ah	C ₅ 5 h 1,0V Ah	mm	pulg.	mm	pulg.	por elemento kg	lb
SUN⊕ 45	45	43	406	15,9	195	7,68	3,2	7,06
SUN⊕ 90	90	85	406	15,9	195	7,68	4,9	10,8
SUN⊕ 105	105	100	406	15,9	195	7,68	6,2	13,7
SUN⊕ 140	140	128	406	15,9	195	7,68	6,7	14,8
SUN⊕ 185	185	171	406	15,9	195	7,68	8,4	18,5
SUN⊕ 230	230	213	406	15,9	195	7,68	9,9	21,8
SUN⊕ 275	275	256	406	15,9	195	7,68	11,5	25,4
SUN⊕ 320	320	300	406	15,9	195	7,68	15,1	33,3
SUN⊕ 370	370	341	406	15,9	195	7,68	16,8	37,0
SUN⊕ 415	415	384	406	15,9	195	7,68	18,3	40,4
SUN⊕ 460	460	427	406	15,9	195	7,68	19,8	43,7
SUN⊕ 505	505	469	406	15,9	195	7,68	21,4	47,2
SUN⊕ 555	555	512	406	15,9	195	7,68	23,0	50,7
SUN⊕ 645	645	597	406	15,9	195	7,68	28,2	62,2
SUN⊕ 735	735	682	406	15,9	195	7,68	31,3	69,0
SUN⊕ 830	830	768	406	15,9	195	7,68	34,5	76,1
SUN⊕ 920	920	853	406	15,9	195	7,68	39,6	87,3
SUN⊕ 1110	1110	1024	406	15,9	195	7,68	46,0	101

Figura O.1.. Ficha técnica baterías seleccionadas para las plantas eléctricas⁶¹.

⁶¹ <http://www.saftbatteries.com/>

Anexo P. Ficha técnica Inversores

MODEL	10KVA	20KVA	30KVA	40KVA	60KVA	80KVA	100KVA	120KVA
Rated power	9 KW	18 KW	27 KW	36 KW	54 KW	72 KW	90 KW	108 KW
Rated current	15 A	30 A	45 A	60 A	91 A	120 A	162 A	182 A
Output power factor	0.9							
Rated input voltage	380 V \pm 20%							
Rated output voltage	380 V \pm 1%							
Battery voltage	360 Vdc							
Number of battery	12 V \times 30 pcs / 2 V \times 180 pcs							
Operating mode	AC and PV complementation							
PV INPUT								
Max. voltage (Voc)	750 Vdc							
Optimum operating voltage (Vmp)	450 ~ 550 Vdc							
Max. conversion efficiency	\geq 98%							
Floating charge voltage (25°C)	414 V \pm 1%							
Equalizing charge voltage (25°C)	428 V \pm 1%							
MPPT Max. current	60 A		120 A		180 A	240 A		360 A
Max. PV power	25 KW		2 \times 25 KW		3 \times 25 KW	4 \times 25 KW		6 \times 25 KW
Number of PV input	1		2 + 1 (reserve)		3 + 1 (reserve)	4 + 2 (reserve)		6 + 2 (reserve)
MPPT modules	1		2 + 1 (reserve)		3 + 1 (reserve)	4 + 2 (reserve)		6 + 2 (reserve)
AC RECTIFIER								
Input voltage range	380 V \pm 20% three-phase							
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz \pm 5 Hz (settable)							
Power factor	0.8							
Floating charge voltage (25°C)	410 V \pm 1%							
Equalizing charge voltage (25°C)	415 V \pm 1%							
Max. charging current	12 A	25 A	38 A	50 A	75 A	167 A	208 A	250 A
INVERTER								
Inverter voltage	380 Vac three-phase + N+G							
Phase voltage	220 / 230 / 240 Vac (settable)							
Output voltage precision	\pm 1%							
Transient voltage range	\pm 5%							
Transient recovery time	20 ms							
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz \pm 1 Hz (settable)							
Frequency tracking range	50 Hz / 60 Hz \pm 3 Hz							
Peak factor	3 : 1							
Waveform	Sinusoidal							
Waveform distortion	\leq 3% (linear load)							
Voltage unbalance	\pm 3% (100% unbalanced load)							
Overload	\geq 105% ~ 110% for 1 h; \geq 110% ~ 125% for 10 mins; \geq 125% ~ 150% for 1 min; \geq 150% shut down in 10 s; \geq 200% shut down immediately							
Short circuit	Current-limiting, shut down immediately until the user start up							
Max. efficiency	\geq 90%	\geq 91%	\geq 92%				\geq 93%	

Figura P.1. Ficha técnica de los inversores seleccionados para las plantas eléctricas.

Anexo Q. Ficha técnica Regulador de Carga

Model	480V100A	480V150A	480A200A	480V250A
Battery group rated voltage	480V	480V	480V	480V
PV Rated current	100A	50A	60A	80A
Input PV module road number	2	3	4	5
Function	MPPT charge mode, auto stop charge, auto recharge voltage; Protection: connecting contrary, over current, short circuit, over heat etc.			
Display mode	LCD			
Display content	solar panel voltage, solar panel current, solar panel power, battery voltage, charge current			
PV Max. input (open circuit) voltage	880V	880V	880V	880V
PV Max. power	48KW	72KW	96KW	120KW
MPPT DC voltage rang	400-580v	400-580v	400-580v	400-580v
Floating Charge Voltage (adjustable)	552V	552V	552V	552V
Stop charge voltage	580V±2	580V±2	580V±2	580V±2
Recharge voltage	540V±2	540V±2	540V±2	540V±2
Voltage drop between PV and battery	1.5V			
Max itself power consumption	100mA-150mA			
Work environment temperature	-30-60°C			
Relative humidity	<90% No condensation			
Applicable altitude	<3000m			
Noise (1m)	<40dB			
Degree of protection	IP20(Indoor)			
Cooling method	Forced air cooling			
*Communication interface (optional)	RS485/USB/GPRS/Ethernet			
*Temperature compensation(optional)	-4mv/°C/2V,-35°C~+80°C,Accuracy:±1°C			
Product size	585*585*980	585*585*980	690*590*1300	690*590*1300
Weight	65	65	120	120

Figura Q.1. Ficha técnica del regulador de carga seleccionado para las plantas eléctricas.

Anexo R. Ficha técnica Caja de Combinación

Bentek Power Prewired Combiner Models	Maximum Voltage	Standard Input Circuits	Maximum Fuse Size (A)	Input Conductor (AWG)	Integrated Disconnect Ampacity (A)	Output Conductor (AWG)	Enclosure Size (HxWxD)
BTK610-0615-PW-zz	600/1000	Up to 6	25	#8	--	1/0	8"x8"x6"
BTK610-1215-PW-zz	600/1000	Up to 12	20	#8	--	1/0	12"x12"x6"
BTK610-1215-PW-zz	600/1000	Up to 12	20	#8	--	350MCM	12"x12"x6"
BTK610-1615-PW-zz	600/1000	Up to 16	25	#8	--	350MCM	16"x14"x6"
BTK610-2415-PW-zz	600/1000	Up to 24	25	#8	--	600MCM	24"x20"x8"
BTK610-4215-PW-zz	600/1000	Up to 42	25	#8	--	600MCM or 2x250MCM	30"x24"x10"
BTK6-0615-D55-PW-zz	600	Up to 6	25	#8	55	1/0	14"x12"x6"
BTK6-1615-D100-PW-zz	600	Up to 16	25	#8	100	300MCM	20"x16"x8"
BTK6-1615-D200-PW-zz	600	Up to 16	25	#8	200	300MCM	20"x16"x8"
BTK6-2415-D200-PW-zz	600	Up to 24	25	#8	200	300MCM	24"x20"x8"
BTK6-2415-D250-PW-zz	600	Up to 24	25	#8	250	300MCM	20"x16"x8"
BTK6-3615-D400-PW-zz	600	Up to 36	25	#8	400	600MCM or 2x250MCM	30"x24"x10"
BTK10-1615-D100-PW-zz	1000	Up to 16	25	#8	100	300MCM	20"x16"x8"
BTK10-2015-D200-PW-zz	1000	Up to 20	25	#8	200	2x350MCM or 600MCM or 3/8 bolt	24"x20"x8"
BTK10-3615-D400-PW-zz	1000	Up to 36	25	#8	400	600MCM or 2x250MCM	30"x24"x10"

Figura R.1. Ficha técnica de la caja de combinación seleccionada para las plantas eléctricas.

Anexo S. Paneles en serie y paralelo

Cantidad de paneles en serie

Para la distribución de los paneles, primero se determina la cantidad que habrá en serie. Para esto hay que tener claro:

- Rango tensión inversor: 450-550 V para los 3
- Máxima de potencia de entrada: 150 kW
- Máxima tensión admisible: 750 V
- Tensión a potencia máxima del panel: 57,4 V

Con estos parámetros ya definido, se procede al calcular el mínimo y máximo de paneles en serie con la ecuación S.1:

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de paneles} &= \frac{V_{\text{inversor}}}{V_{\text{panel}}} & (\text{S.1}) \\ \text{mínimo} &\rightarrow \frac{450 \text{ V}}{54,7 \text{ V}} = 8,2 \text{ paneles} \\ \text{máximo} &\rightarrow \frac{550 \text{ V}}{54,7 \text{ V}} = 10,1 \text{ paneles} \end{aligned}$$

Estos valores se ven modificados de acuerdo a los límites de temperatura (α y β para corriente y voltaje respectivamente). Considerando como extremas -10°C y 45°C , se procede a calcular el nuevo valor de V_{mpp} para cada condición con las ecuaciones S.2:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \Delta T * \beta & (\text{S.2}) \\ \Delta V_{\text{maxima}} &= (45 - 25)^{\circ}\text{C} * \left(-176,6 \frac{\text{mV}}{^{\circ}\text{C}}\right) = -3,532 \frac{\text{V}}{\text{módulo}} \\ V_{\text{mpp max}} &= V_{\text{mpp}}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta V_{\text{maxima}} = 54,7 \text{ V} - 3,532 \text{ V} = 51,168 \text{ V} \\ \Delta V_{\text{minima}} &= (-10 - 25)^{\circ}\text{C} * \left(-176,6 \frac{\text{mV}}{^{\circ}\text{C}}\right) = 6,181 \frac{\text{V}}{\text{módulo}} \\ V_{\text{mpp min}} &= V_{\text{mpp}}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta V_{\text{minima}} = 54,7 \text{ V} + 6,181 \text{ V} = 60,871 \text{ V} \end{aligned}$$

Luego se calculan los nuevos valores de para los paneles en serie mínimos y máximos:

$$\begin{aligned} \text{mínimo} &\rightarrow \frac{450 \text{ V}}{51,168 \text{ V}} = 8,8 \text{ paneles} \\ \text{máximo} &\rightarrow \frac{550 \text{ V}}{60,871 \text{ V}} = 9,1 \text{ paneles} \end{aligned}$$

De esta manera, para los inversores de deben tener 9 módulos en serie, donde se ocupara un soporte lineal para los 9 paneles en serie.

Cantidad de paneles en paralelo

Para la cantidad de paneles en paralelo hay que tener presente que el panel aumenta 3,5 mA por grado de aumento de temperatura, por lo que se ocupa la ecuación S.3 para determinar la variación de intensidad. Con esto se puede calcular el máximo de paneles que puede soportar el inversor (el contenedor de baterías tiene un valor mayor al de los inversores) usando la ecuación S.4:

$$\Delta I_{maxima} = \Delta T * \alpha \quad (S.3)$$

$$Cantidad\ de\ paneles = \frac{I_{inversor}}{I_{panel}} \quad (S.4)$$

$$\Delta I_{maxima} = (45 - 25) * (3,5) = 0,07 \frac{A}{módulo}$$

$$I_{mpp\ max} = I_{mpp}(25^{\circ}C) + \Delta I_{maxima} = 5,86 + 0,07 = 5,93\ A$$

$$máximo\ inversor \rightarrow \frac{250\ A}{5,93\ A} = 42,2\ paneles$$

Para el mínimo se ocupa el número de paneles en serie, donde se tiene una potencia en serie de:

$$P_{serie} = 9 * 54,7 * 5,86 = 2.884,9\ W$$

Con este valor se calcula la cantidad mínima de paneles en paralelo con la ecuación S.5, donde este valor va a variar de acuerdo a la capacidad mínima que acepte cada inversor:

$$P_{paralelo} = \frac{Capacidad\ minima\ inversor}{P_{serie}} \quad (S.5)$$

$$inversor\ 108\ kW \rightarrow P_{paralelo} = \frac{108\ kW}{2.884,9\ W} = 37,4\ paneles$$

$$inversor\ 90\ kW \rightarrow P_{paralelo} = \frac{90\ kW}{2.884,9\ W} = 31,2\ paneles$$

Finalmente, para saber el total que se tendrán en paralelo (y el total en la planta) se debe considerar la potencia máximo que se le puede inyectar al inversor en la ecuación S.6:

$$P_{max\ inyectada} = \frac{P_{max\ inversor}}{\eta_{inversor}} \quad (S.6)$$

$$inversor\ 108\ kW \rightarrow P_{max\ inyectada} = \frac{150\ kW}{0,98} = 153,1\ kW$$

$$inversor\ 90\ kW \rightarrow P_{max\ inyectada} = \frac{150\ kW}{0,98} = 153,1\ kW$$

De esta manera el número máximo para estas potencias se calcula mediante la ecuación S.7:

$$N = \frac{P_{max\ iny}}{P_{módulo}} \quad (S.7)$$

$$inversor\ 108\ kW \rightarrow N = \frac{150\ kW}{320\ W} = 468,8\ paneles$$

$$\text{inversor } 90 \text{ kW} \rightarrow N = \frac{150 \text{ kW}}{320 \text{ W}} = 468,8 \text{ paneles}$$

De esta manera se tendrán 9 paneles en serie para los 2 inversores, además de 40 y 34 en paralelo para el de 108 kW y 90 kW respectivamente.

Anexo T. Funciones de estimación de los costos para planta hídrica [26]

Para los costos de inversión y tratamiento de la planta hídrica se ocuparan las siguientes funciones de estimación para obtenerlos:

- Costos inversión
- Costos por caudal tratado
- Costos por concentraciones

Se considera el dólar a \$655 pesos chilenos.

Costo Inversión

Es el costo de la infraestructura inicial de acuerdo al caudal a tratar (m³/h). Esto se obtiene la ecuación T.1:

$$Inv = 3186 * Q^{0,8} \quad (T.1)$$

Donde Q es el caudal tratado por hora (m³/h).

De esta manera se calculan los costos de infraestructura para los 3 poblados, obteniendo:

$$Inv = 3186 * 9,72^{0,8} = 19.651 \text{ US\$}$$

Estos son \$12.871.231 de pesos para cada una de las plantas, ya que se diseñan para el mismo caudal.

Luego de tener los costos iniciales de las plantas, se procede a calcular los costos de tratamiento, que consisten en 2: costos por caudal tratado (C_a) y costos por concentraciones (C_b).

Costos por caudal tratado

El costo por caudal tratado se calcula de acuerdo a la ecuación T.2:

$$C_a = 0,1723 * Q^{0,72} \quad (T.2)$$

Donde Q es el caudal tratado por hora (m³/h).

De esta manera se calculan los costos de caudal tratado para los 3 poblados, obteniendo:

$$C_a = 0,1723 * 9,72^{0,72} = 0,034 \text{ US\$}$$

Estos son \$21,9 pesos por cada m³ tratada en cada una de las plantas.

Costos por concentrado

Para el costo por concentrado se necesitan las concentraciones de cada parámetro a tratar, con lo que se calcula el costo asociado a ese caudal (químicos necesarios) con la ecuación T.3:

$$C_b = 9 * q * 10^{-6} + 5 * 10^{-18} \quad (T.3)$$

Donde q es la concentración del parámetro (mg/L).

De esta manera se calculan los costos asociados a la concentración de cada parámetro tratado, obteniendo los valores de la tabla T.1, en la cual se considera los supuestos ya mencionados.

Tabla T.1. Costos por concentrado.

Parámetro	Concentración [mg/l]	Costo concentración parámetro [US\$/m³]	Costo concentración parámetro [\$ pesos/m³]
Aluminio	1,68	1,512E-05	0,0099036
Arsénico	0,3	2,7E-06	0,0017685
Cadmio	0,01	9E-08	5,895E-05
Mercurio	0,001	9E-09	5,895E-06
Plomo	0,01	9E-08	5,895E-05
Boro	19	0,000171	0,112005
Cobre	0,04	3,6E-07	0,0002358
Cromo	0,01	9E-08	5,895E-05
Hierro	3,75	3,375E-05	0,02210625
Manganeso	0,43	3,87E-06	0,00253485
Molibdeno	0,01	9E-08	5,895E-05
Níquel	0,01	9E-08	5,895E-05
Selenio	0,001	9E-09	5,895E-06
Zinc	0,05	4,5E-07	0,00029475
Cloruro	1081	0,009729	6,372495
Sulfato	738	0,006642	4,35051
Total	1844,302	0,016598718	10,87216029

De esta manera se tienen \$10,87 pesos por m³ tratado con los químicos en cada una de las plantas.

Anexo U. Flujo de caja para Planta de Coagulación-Floculación de Colchane

Tabla U.1. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los primeros 6 meses del 2018.

Año		2018	2018	2018	2018	2018	2018
Meses		1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
Precio agua [\$/m3]		\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]		2.546,88	2.801,56	2.801,56	2.546,88	2.546,88	2.546,88
Agua disponible [m3]		2.546,88	3.034,86	3.268,23	3.096,88	3.096,88	3.096,88
Agua demandada [m3]		2.313,58	2.568,19	2.577,43	2.451,66	2.400,05	2.450,16
INGRESOS TOTALES		\$2.280.334	\$2.531.285	\$2.540.396	\$2.416.428	\$2.365.557	\$2.414.948
EGRESOS							
Costo Fijo		\$1.634.787	\$1.634.787	\$1.634.787	\$1.634.787	\$1.634.787	\$1.634.787
Costos Variables de Producción		\$83.461	\$91.807	\$91.807	\$83.461	\$83.461	\$83.461
Interés		\$241.164	\$240.098	\$239.030	\$237.959	\$236.885	\$235.808
Depreciación		\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574
EGRESOS TOTALES		\$2.228.987	\$2.236.267	\$2.235.198	\$2.225.781	\$2.224.707	\$2.223.630
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO		\$51.347	\$295.018	\$305.198	\$190.648	\$140.850	\$191.318
Impuesto a las Utilidades (17%)		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO		\$51.347	\$295.018	\$305.198	\$190.648	\$140.850	\$191.318
Depreciación		\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574
Amortización		-\$432.278	-\$433.344	-\$434.413	-\$435.484	-\$436.558	-\$437.634
Préstamo	\$97.790.726						
Inversión inicial	-\$80.872.256						
Capacitación	-\$2.000.000						
Terreno	-\$1.676.500						
Transporte + Implementación	-\$8.087.226						
TOTAL INICIAL	-\$97.790.726						
Capital de Trabajo	-\$5.154.744						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$0	-\$111.357	\$19.891	\$160.251	\$184.988	\$158.855	\$182.113
FLUJO NETO CAJA	\$0	-\$111.357	\$131.248	\$140.359	\$24.738	-\$26.134	\$23.258

Tabla U.2. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los segundos 6 meses del 2018.

Año	2018	2018	2018	2018	2018	2018
Meses	7	8	9	10	11	12
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]	2.546,88	2.546,88	2.546,88	2.546,88	2.546,88	2.546,88
Agua disponible [m3]	3.096,88	3.096,88	3.096,88	3.096,88	3.096,88	3.096,88
Agua demandada [m3]	2.293,01	2.270,78	2.263,99	2.476,61	2.291,02	2.298,78
INGRESOS TOTALES	\$2.260.060	\$2.238.153	\$2.231.457	\$2.441.019	\$2.258.097	\$2.265.746
EGRESOS						
Costo Fijo	\$1.634.787	\$1.634.787	\$1.634.787	\$1.634.787	\$1.634.787	\$1.634.787
Costos Variables de Producción	\$83.461	\$83.461	\$83.461	\$83.461	\$83.461	\$83.461
Interés	\$234.729	\$233.647	\$232.562	\$231.475	\$230.385	\$229.293
Depreciación	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574
EGRESOS TOTALES	\$2.222.551	\$2.221.469	\$2.220.385	\$2.219.298	\$2.218.208	\$2.217.115
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$37.509	\$16.684	\$11.072	\$221.722	\$39.889	\$48.631
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$263.480
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$37.509	\$16.684	\$11.072	\$221.722	\$39.889	-\$214.850
Depreciación	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574	\$269.574
Amortización	-\$438.714	-\$439.795	-\$440.880	-\$441.967	-\$443.057	-\$444.150
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$50.482	-\$103.056	-\$263.290	-\$213.961	-\$347.554	-\$736.980
FLUJO NETO CAJA	-\$131.631	-\$153.538	-\$160.234	\$49.329	-\$133.593	-\$389.425

Tabla U.3. Flujo caja planta de Colchane coagulación para los años 2019 al 2024.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$995	\$1.005	\$1.015	\$1.026	\$1.036	\$1.046
Agua generada [m3]	31.227,23	31.539,51	31.854,90	32.173,45	32.495,19	32.820,14
Agua disponible [m3]	36.214,24	37.458,36	37.372,11	38.709,16	38.773,21	39.382,79
Agua demandada [m3]	30.616,60	30.629,64	31.284,38	30.552,88	30.739,41	30.397,74
INGRESOS TOTALES	\$30.478.402	\$30.796.300	\$31.769.151	\$31.336.577	\$31.843.168	\$31.804.125
EGRESOS	\$0					
Costo Fijo	\$19.977.444	\$20.344.644	\$20.719.188	\$21.101.223	\$21.490.898	\$21.888.368
Costos Variables de Producción	\$1.023.316	\$1.033.550	\$1.043.885	\$1.054.324	\$1.064.867	\$1.075.516
Interés	\$2.665.305	\$2.502.843	\$2.335.508	\$2.163.153	\$1.985.628	\$1.802.777
Depreciación	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890
EGRESOS TOTALES	\$26.900.956	\$27.115.927	\$27.333.471	\$27.553.590	\$27.776.284	\$28.001.551
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$3.577.446	\$3.680.373	\$4.435.680	\$3.782.987	\$4.066.885	\$3.802.574
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$263.480	\$625.663	\$754.066	\$643.108	\$691.370	\$646.438
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$3.313.965	\$3.054.709	\$3.681.615	\$3.139.880	\$3.375.514	\$3.156.136
Depreciación	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890
Amortización	-\$5.416.005	-\$5.578.467	-\$5.745.802	-\$5.918.157	-\$6.095.682	-\$6.278.532
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$4.393.839	\$15.410.275	\$29.321.056	\$37.539.972	\$41.406.524	\$48.431.558
FLUJO NETO CAJA	\$1.132.851	\$711.133	\$1.170.703	\$456.613	\$514.722	\$112.494

Tabla U.4. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los años 2025 al 2030.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$1.057	\$1.067	\$1.078	\$1.089	\$1.100	\$1.111
Agua generada [m3]	33.148,34	33.479,82	33.814,62	34.152,77	34.494,29	34.839,24
Agua disponible [m3]	39.748,34	40.079,82	40.414,62	40.752,77	40.914,36	41.362,59
Agua demandada [m3]	29.685,07	30.501,54	30.992,93	29.914,12	30.216,56	31.346,27
INGRESOS TOTALES	\$31.369.063	\$32.554.168	\$33.409.413	\$32.568.965	\$33.227.223	\$34.814.187
EGRESOS						
Costo Fijo	\$22.293.786	\$22.707.313	\$23.129.110	\$23.559.344	\$23.998.182	\$24.445.796
Costos Variables de Producción	\$1.086.271	\$1.097.134	\$1.108.105	\$1.119.186	\$1.130.378	\$1.141.682
Interés	\$1.614.442	\$1.420.458	\$1.220.654	\$1.014.858	\$802.888	\$584.559
Depreciación	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890
EGRESOS TOTALES	\$28.229.390	\$28.459.795	\$28.692.760	\$28.928.278	\$29.166.337	\$29.406.927
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$3.139.673	\$4.094.373	\$4.716.653	\$3.640.687	\$4.060.886	\$5.407.259
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$533.744	\$696.043	\$801.831	\$618.917	\$690.351	\$919.234
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$2.605.929	\$3.398.330	\$3.914.822	\$3.021.770	\$3.370.535	\$4.488.025
Depreciación	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890
Amortización	-\$6.466.867	-\$6.660.852	-\$6.860.655	-\$7.066.452	-\$7.278.422	-\$7.496.751
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$42.620.985	\$38.499.219	\$41.043.378	\$35.487.592	\$29.032.148	\$25.343.857
FLUJO NETO CAJA	-\$626.049	-\$27.632	\$289.057	-\$809.791	-\$672.997	\$226.165

Tabla U.5. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los años 2031 al 2036.

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$1.122	\$1.133	\$1.144	\$1.156	\$1.167	\$1.179
Agua generada [m3]	35.187,63	35.539,51	35.894,90	36.253,85	36.616,39	51.130,06
Agua disponible [m3]	41.736,77	42.109,06	42.494,90	42.853,85	43.216,39	80.565,10
Agua demandada [m3]	31.471,30	29.058,74	29.828,25	30.871,66	31.783,12	73.776,43
INGRESOS TOTALES	\$35.302.582	\$32.922.285	\$34.132.045	\$35.679.268	\$37.099.986	\$35.627.531
EGRESOS						
Costo Fijo	\$24.902.363	\$25.368.062	\$25.843.074	\$26.327.587	\$26.821.790	\$27.325.876
Costos Variables de Producción	\$1.153.099	\$1.164.630	\$1.176.276	\$1.188.039	\$1.199.919	\$28.537.795
Interés	\$359.681	\$128.058	\$0	\$0	\$0	\$1.211.918
Depreciación	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890
EGRESOS TOTALES	\$29.650.034	\$29.895.640	\$30.254.240	\$30.750.516	\$31.256.599	\$35.007.575
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$5.652.548	\$3.026.645	\$3.877.805	\$4.928.752	\$5.843.387	\$35.597.337
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$960.933	\$514.530	\$659.227	\$837.888	\$993.376	\$4.474.843
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$4.691.615	\$2.512.116	\$3.218.578	\$4.090.864	\$4.850.011	\$3.824.652
Depreciación	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$6.409.351
Amortización	-\$7.721.628	-\$7.953.251				
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$26.789.720	\$15.130.745	\$40.001.725	\$136.800.971	\$228.080.963	\$310.714.294
FLUJO NETO CAJA	\$204.877	-\$2.206.246	\$6.453.468	\$7.325.754	\$8.084.901	\$6.409.351

Tabla U.6. Flujo caja planta coagulación de Colchane para los años 2037 al 2042.

Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$1.191	\$1.203	\$1.215	\$1.227	\$1.239	\$1.251
Agua generada [m3]	37.352,38	37.725,90	38.103,16	38.484,19	38.869,03	39.257,72
Agua disponible [m3]	43.952,38	44.325,90	44.703,16	45.084,19	45.469,03	45.857,72
Agua demandada [m3]	31.497,20	30.039,46	30.661,08	30.657,54	32.013,03	30.855,50
INGRESOS TOTALES	\$37.505.239	\$36.127.138	\$37.243.474	\$37.611.567	\$39.667.269	\$38.615.305
EGRESOS						
Costo Fijo	\$27.840.045	\$28.364.497	\$28.899.438	\$29.445.078	\$30.001.631	\$30.569.314
Costos Variables de Producción	\$1.224.037	\$1.236.278	\$1.248.641	\$1.261.127	\$1.273.738	\$1.286.476
Interés	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Depreciación	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890
EGRESOS TOTALES	\$32.298.973	\$32.835.665	\$33.382.969	\$33.941.095	\$34.510.259	\$35.090.680
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$5.206.266	\$3.291.473	\$3.860.505	\$3.670.472	\$5.157.010	\$3.524.624
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$885.065	\$559.550	\$656.286	\$623.980	\$876.692	\$599.186
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$4.321.201	\$2.731.922	\$3.204.219	\$3.046.491	\$4.280.318	\$2.925.438
Depreciación	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890	\$3.234.890
Amortización						
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						\$1.005.900
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						\$5.154.744
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$394.153.248	\$470.312.830	\$535.919.882	\$619.633.667	\$712.375.216	\$783.421.409
FLUJO NETO CAJA	\$7.556.091	\$5.966.813	\$6.439.110	\$6.281.382	\$7.515.208	\$6.160.328

Anexo V. Flujo de caja para Planta de Coagulación-Floculación de Cariquima

Tabla V.1. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los primeros 6 meses del 2018.

Año		2018	2018	2018	2018	2018	2018
Meses		1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
Precio agua [\$/m3]		\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]		2.335,00	2.335,00	2.335,00	2.568,50	2.335,00	2.335,00
Agua disponible [m3]		2.546,88	2.760,41	2.835,00	3.068,50	2.835,00	2.835,00
Agua demandada [m3]		2.121,46	2.140,85	2.148,55	2.472,88	2.200,75	2.246,70
INGRESOS TOTALES		\$2.090.978	\$2.110.082	\$2.117.677	\$2.437.349	\$2.169.124	\$2.214.415
EGRESOS							
Costo Fijo		\$1.501.454	\$1.501.454	\$1.501.454	\$1.501.454	\$1.501.454	\$1.501.454
Costos Variables de Producción		\$76.518	\$76.518	\$76.518	\$84.170	\$76.518	\$76.518
Interés		\$226.551	\$225.550	\$224.546	\$223.540	\$222.531	\$221.519
Depreciación		\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908
EGRESOS TOTALES		\$2.057.431	\$2.056.429	\$2.055.425	\$2.062.071	\$2.053.410	\$2.052.399
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO		\$33.548	\$53.653	\$62.252	\$375.278	\$115.714	\$162.016
Impuesto a las Utilidades (17%)		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO		\$33.548	\$53.653	\$62.252	\$375.278	\$115.714	\$162.016
Depreciación		\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908
Amortización		-\$406.084	-\$407.086	-\$408.090	-\$409.096	-\$410.105	-\$411.116
Préstamo	\$91.869.897						
Inversión inicial	-\$75.872.256						
Capacitación	-\$2.000.000						
Terreno	-\$1.676.500						
Transporte + Implementación	-\$7.587.226						
TOTAL INICIAL	-\$91.869.897						
Capital de Trabajo	-\$4.733.916						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$0	-\$119.629	-\$220.155	-\$313.085	-\$93.995	-\$135.478	-\$131.671
FLUJO NETO CAJA	\$0	-\$119.629	-\$100.525	-\$92.930	\$219.089	-\$41.483	\$3.807

Tabla V.2. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los segundos 6 meses del 2018.

Año	2018	2018	2018	2018	2018	2018
Meses	7	8	9	10	11	12
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]	2.335,00	2.335,00	2.335,00	2.335,00	2.825,35	2.335,00
Agua disponible [m3]	2.835,00	2.835,00	2.835,00	2.835,00	3.325,35	2.835,00
Agua demandada [m3]	2.102,60	2.082,22	2.075,99	2.270,95	2.541,94	2.107,89
INGRESOS TOTALES	\$2.072.388	\$2.052.300	\$2.046.160	\$2.238.320	\$2.505.411	\$2.077.601
EGRESOS						
Costo Fijo	\$1.501.454	\$1.501.454	\$1.501.454	\$1.501.454	\$1.501.454	\$1.501.454
Costos Variables de Producción	\$76.518	\$76.518	\$76.518	\$76.518	\$92.587	\$76.518
Interés	\$220.506	\$219.489	\$218.470	\$217.449	\$216.425	\$215.399
Depreciación	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908
EGRESOS TOTALES	\$2.051.385	\$2.050.369	\$2.049.350	\$2.048.329	\$2.063.374	\$2.046.278
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$21.003	\$1.931	-\$3.190	\$189.992	\$442.038	\$31.323
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$252.545
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$21.003	\$1.931	-\$3.190	\$189.992	\$442.038	-\$221.221
Depreciación	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908	\$252.908
Amortización	-\$412.130	-\$413.146	-\$414.165	-\$415.186	-\$416.210	-\$417.237
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	-\$269.891	-\$428.199	-\$592.646	-\$564.934	-\$286.198	-\$671.749
FLUJO NETO CAJA	-\$138.220	-\$158.308	-\$164.448	\$27.713	\$278.735	-\$385.550

Tabla V.3. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los años 2019 al 2024.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]	28.887,57	29.176,44	29.468,21	29.762,89	30.060,52	30.361,13
Agua disponible [m3]	33.460,36	34.534,40	34.480,48	35.699,52	35.763,67	36.328,43
Agua demandada [m3]	28.284,35	28.304,60	28.909,35	28.266,24	28.382,06	28.112,94
INGRESOS TOTALES	\$28.156.682	\$28.458.613	\$29.357.320	\$28.991.286	\$29.401.174	\$29.413.618
EGRESOS						
Costo Fijo	\$18.347.448	\$18.684.048	\$19.027.380	\$19.377.579	\$19.734.781	\$20.099.128
Costos Variables de Producción	\$946.646	\$956.112	\$965.673	\$975.330	\$985.083	\$994.934
Interés	\$2.503.802	\$2.351.184	\$2.193.988	\$2.032.077	\$1.865.309	\$1.693.539
Depreciación	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890
EGRESOS TOTALES	\$24.832.786	\$25.026.234	\$25.221.932	\$25.419.876	\$25.620.064	\$25.822.491
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$3.323.896	\$3.432.379	\$4.135.388	\$3.571.410	\$3.781.110	\$3.591.127
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$263.480	\$583.504	\$703.016	\$607.140	\$642.789	\$610.492
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$3.060.415	\$2.848.874	\$3.432.372	\$2.964.270	\$3.138.322	\$2.980.636
Depreciación	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890
Amortización	-\$5.087.824	-\$5.240.442	-\$5.397.637	-\$5.559.549	-\$5.726.316	-\$5.898.087
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$788.316	\$10.377.664	\$23.321.581	\$30.938.677	\$34.228.764	\$40.739.606
FLUJO NETO CAJA	\$1.007.482	\$643.323	\$1.069.625	\$439.612	\$446.895	\$117.439

Tabla V.4. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los años 2015 al 2030.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]	30.664,74	30.971,38	31.281,10	31.593,91	31.909,85	32.228,95
Agua disponible [m3]	36.664,74	36.971,38	37.281,10	37.593,91	37.709,69	38.143,38
Agua demandada [m3]	27.444,78	28.273,06	28.692,14	27.715,43	28.033,39	29.081,29
INGRESOS TOTALES	\$29.001.694	\$30.175.721	\$30.929.243	\$30.175.138	\$30.826.531	\$32.298.623
EGRESOS						
Costo Fijo	\$20.470.762	\$20.849.828	\$21.236.475	\$21.630.856	\$22.033.124	\$22.443.438
Costos Variables de Producción	\$1.004.883	\$1.014.932	\$1.025.082	\$1.035.332	\$1.045.686	\$1.056.143
Interés	\$1.516.616	\$1.334.386	\$1.146.689	\$953.363	\$754.237	\$549.138
Depreciación	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890
EGRESOS TOTALES	\$26.027.151	\$26.234.036	\$26.443.137	\$26.654.441	\$26.867.937	\$27.083.608
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$2.974.543	\$3.941.685	\$4.486.106	\$3.520.697	\$3.958.594	\$5.215.014
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$505.672	\$670.086	\$762.638	\$598.519	\$672.961	\$886.552
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$2.468.870	\$3.271.598	\$3.723.468	\$2.922.179	\$3.285.633	\$4.328.462
Depreciación	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890
Amortización	-\$6.075.010	-\$6.257.240	-\$6.444.936	-\$6.638.263	-\$6.837.389	-\$7.042.488
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$35.583.326	\$32.200.055	\$35.150.607	\$30.560.157	\$25.157.793	\$23.245.036
FLUJO NETO CAJA	-\$571.249	\$49.249	\$313.422	-\$681.194	-\$516.866	\$320.864

Tabla V.5. Flujo caja planta coagulación p de Cariquima ara los años 2031 al 2036.

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m ³]	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m ³]	32.551,24	32.876,75	33.205,52	33.537,57	33.872,95	34.211,68
Agua disponible [m ³]	38.504,16	38.848,39	39.205,52	39.537,57	39.872,95	40.211,68
Agua demandada [m ³]	29.176,98	26.939,61	27.728,52	28.451,25	29.301,68	27.885,58
INGRESOS TOTALES	\$32.728.951	\$30.521.404	\$31.729.349	\$32.881.928	\$34.203.446	\$32.875.953
EGRESOS						
Costo Fijo	\$22.861.957	\$23.288.848	\$23.724.276	\$24.168.412	\$24.621.431	\$25.083.511
Costos Variables de Producción	\$1.066.704	\$1.077.371	\$1.088.145	\$1.099.026	\$1.110.016	\$1.121.117
Interés	\$337.887	\$120.299				
Depreciación	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890
EGRESOS TOTALES	\$27.301.438	\$27.521.408	\$27.847.311	\$28.302.329	\$28.766.338	\$29.239.518
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$5.427.513	\$2.999.996	\$3.882.039	\$4.579.600	\$5.437.107	\$3.636.435
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$922.677	\$509.999	\$659.947	\$778.532	\$924.308	\$618.194
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$4.504.835	\$2.489.997	\$3.222.092	\$3.801.068	\$4.512.799	\$3.018.241
Depreciación	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890
Amortización	-\$7.253.739	-\$7.471.327				
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$26.494.615	\$16.180.911	\$41.690.881	\$133.219.639	\$218.618.632	\$296.430.617
FLUJO NETO CAJA	\$285.987	-\$1.946.440	\$6.256.982	\$6.835.958	\$7.547.689	\$6.053.132

Tabla V.6. Flujo caja planta coagulación de Cariquima para los años 2037 al 2042.

Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]	34.553,79	34.899,33	35.248,32	35.600,81	35.956,82	36.316,38
Agua disponible [m3]	40.553,79	40.899,33	41.248,32	41.600,81	41.956,82	42.316,38
Agua demandada [m3]	29.128,69	27.936,72	28.392,13	28.386,00	29.509,23	28.551,18
INGRESOS TOTALES	\$34.684.942	\$33.598.258	\$34.487.419	\$34.824.772	\$36.564.820	\$35.731.471
EGRESOS						
Costo Fijo	\$25.554.832	\$26.035.580	\$26.525.943	\$27.026.113	\$27.536.286	\$28.056.663
Costos Variables de Producción	\$1.132.328	\$1.143.651	\$1.155.088	\$1.166.638	\$1.178.305	\$1.190.088
Interés						
Depreciación	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890
EGRESOS TOTALES	\$29.722.050	\$30.214.121	\$30.715.920	\$31.227.641	\$31.749.481	\$32.281.641
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$4.962.891	\$3.384.137	\$3.771.498	\$3.597.131	\$4.815.339	\$3.449.831
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$843.692	\$575.303	\$641.155	\$611.512	\$818.608	\$586.471
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$4.119.200	\$2.808.833	\$3.130.343	\$2.985.619	\$3.996.732	\$2.863.359
Depreciación	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890	\$3.034.890
Amortización						
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						\$1.005.900
Trasnporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						\$4.733.916
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$375.263.103	\$448.287.290	\$511.993.111	\$591.345.766	\$679.479.245	\$750.382.090
FLUJO NETO CAJA	\$7.154.090	\$5.843.724	\$6.165.234	\$6.020.509	\$7.031.622	\$10.257.165

Anexo W. Flujo de caja para Planta de Coagulación-Floculación de Isluga

Tabla W.1. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los primeros 6 meses del 2018.

Año		2018	2018	2018	2018	2018	2018
Meses		1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
Precio agua [\$/m3]		\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]		2.124,00	2.124,00	2.124,00	2.124,00	2.124,00	2.124,00
Agua disponible [m3]		2.546,88	2.574,00	2.574,00	2.574,00	2.574,00	2.574,00
Agua demandada [m3]	0,00	1.929,69	1.947,32	1.954,33	2.044,86	2.001,81	2.043,61
INGRESOS TOTALES	\$0	\$1.901.963	\$1.919.340	\$1.926.249	\$2.015.476	\$1.973.045	\$2.014.241
EGRESOS							
Costo Fijo	\$0	\$1.368.120	\$1.368.120	\$1.368.120	\$1.368.120	\$1.368.120	\$1.368.120
Costos Variables de Producción	\$0	\$69.603	\$69.603	\$69.603	\$69.603	\$69.603	\$69.603
Interés	\$0	\$211.951	\$211.014	\$210.075	\$209.133	\$208.189	\$207.243
Depreciación	\$0	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241
EGRESOS TOTALES	\$0	\$1.885.915	\$1.884.978	\$1.884.039	\$1.883.097	\$1.882.154	\$1.881.207
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$0	\$16.048	\$34.362	\$42.210	\$132.378	\$90.892	\$133.034
Impuesto a las Utilidades (17%)		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$0	\$16.048	\$34.362	\$42.210	\$132.378	\$90.892	\$133.034
Depreciación	\$0	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241
Amortización		-\$379.913	-\$380.850	-\$381.789	-\$382.731	-\$383.675	-\$384.621
Préstamo	\$85.949.152						
Inversión inicial	-\$70.872.256						
Capacitación	-\$2.000.000						
Terreno	-\$1.676.500						
Transporte + Implementación	-\$7.087.226						
TOTAL INICIAL	-\$85.949.152						
Capital de Trabajo	-\$4.313.170						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$0	-\$127.624	-\$237.872	-\$341.210	-\$355.322	-\$411.864	-\$427.210
FLUJO NETO CAJA	\$0	-\$127.624	-\$110.247	-\$103.339	-\$14.112	-\$56.542	-\$15.346

Tabla W.2. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los segundos 6 meses del 2018.

Año	2018	2018	2018	2018	2018	2018
Meses	7	8	9	10	11	12
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986	\$986
Agua generada [m3]	2.124,00	2.124,00	2.336,40	2.124,00	2.336,40	2.548,80
Agua disponible [m3]	2.574,00	2.574,00	2.786,40	2.574,00	2.786,40	2.998,80
Agua demandada [m3]	1.912,54	1.894,00	2.077,16	2.065,67	2.101,96	2.300,82
INGRESOS TOTALES	\$1.885.053	\$1.866.781	\$2.047.316	\$2.035.986	\$2.071.758	\$2.267.755
EGRESOS						
Costo Fijo	\$1.368.120	\$1.368.120	\$1.368.120	\$1.368.120	\$1.368.120	\$1.368.120
Costos Variables de Producción	\$69.603	\$69.603	\$76.564	\$69.603	\$76.564	\$83.524
Interés	\$206.295	\$205.344	\$204.391	\$203.435	\$202.477	\$201.517
Depreciación	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241
EGRESOS TOTALES	\$1.880.259	\$1.879.308	\$1.885.315	\$1.877.399	\$1.883.402	\$1.889.402
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$4.794	-\$12.527	\$162.001	\$158.587	\$188.356	\$378.353
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$225.843
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$4.794	-\$12.527	\$162.001	\$158.587	\$188.356	\$152.510
Depreciación	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241	\$236.241
Amortización	-\$385.569	-\$386.520	-\$387.473	-\$388.429	-\$389.387	-\$390.347
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	-\$571.744	-\$734.551	-\$723.783	-\$717.384	-\$682.174	-\$683.770
FLUJO NETO CAJA	-\$144.534	-\$162.806	\$10.768	\$6.399	\$35.210	-\$1.596

Tabla W.3. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los años 2019 al 2024.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$995	\$1.005	\$1.015	\$1.026	\$1.036	\$1.046
Agua generada [m3]	26.469,29	26.733,98	27.001,32	27.271,33	27.544,05	27.819,49
Agua disponible [m3]	30.838,94	31.584,34	31.804,32	32.617,14	32.658,21	33.189,91
Agua demandada [m3]	25.947,78	25.947,69	26.469,10	25.910,52	26.045,20	25.739,79
INGRESOS TOTALES	\$25.830.656	\$26.088.877	\$26.879.252	\$26.575.136	\$26.980.406	\$26.930.674
EGRESOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo Fijo	\$16.717.440	\$17.023.440	\$17.335.560	\$17.653.922	\$17.978.652	\$18.309.876
Costos Variables de Producción	\$867.399	\$876.073	\$884.833	\$893.682	\$902.618	\$911.645
Interés	\$2.342.439	\$2.199.657	\$2.052.592	\$1.901.116	\$1.745.096	\$1.584.395
Depreciación	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890
EGRESOS TOTALES	\$22.762.168	\$22.934.060	\$23.107.876	\$23.283.610	\$23.461.256	\$23.640.806
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$3.068.487	\$3.154.817	\$3.771.376	\$3.291.526	\$3.519.150	\$3.289.868
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$263.480	\$536.319	\$641.134	\$559.559	\$598.256	\$559.278
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$2.805.007	\$2.618.498	\$3.130.242	\$2.731.966	\$2.920.895	\$2.730.590
Depreciación	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890
Amortización	-\$4.759.928	-\$4.902.710	-\$5.049.775	-\$5.201.252	-\$5.357.272	-\$5.517.973
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	-\$2.815.262	\$5.803.408	\$16.803.388	\$23.096.186	\$25.921.525	\$31.456.168
FLUJO NETO CAJA	\$879.969	\$550.678	\$915.357	\$365.605	\$398.513	\$47.508

Tabla W.4. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los años 2025 al 2030.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$1.057	\$1.067	\$1.078	\$1.089	\$1.100	\$1.111
Agua generada [m3]	28.097,68	28.378,66	28.662,45	28.949,07	29.238,56	29.530,95
Agua disponible [m3]	33.497,68	33.778,66	34.062,45	34.349,07	34.473,14	34.860,28
Agua demandada [m3]	25.156,68	25.887,64	26.273,10	25.375,75	25.575,19	26.608,56
INGRESOS TOTALES	\$26.583.783	\$27.629.779	\$28.321.591	\$27.627.819	\$28.123.404	\$29.552.337
EGRESOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo Fijo	\$18.647.725	\$18.992.331	\$19.343.829	\$19.702.356	\$20.068.055	\$20.441.067
Costos Variables de Producción	\$920.761	\$929.969	\$939.268	\$948.661	\$958.148	\$967.729
Interés	\$1.418.874	\$1.248.388	\$1.072.789	\$891.921	\$705.628	\$513.748
Depreciación	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890
EGRESOS TOTALES	\$23.822.251	\$24.005.578	\$24.190.776	\$24.377.829	\$24.566.721	\$24.757.434
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$2.761.532	\$3.624.201	\$4.130.815	\$3.249.990	\$3.556.683	\$4.794.903
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$469.460	\$616.114	\$702.239	\$552.498	\$604.636	\$815.133
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$2.292.072	\$3.008.087	\$3.428.577	\$2.697.492	\$2.952.047	\$3.979.769
Depreciación	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890
Amortización	-\$5.683.493	-\$5.853.979	-\$6.029.579	-\$6.210.446	-\$6.396.739	-\$6.588.620
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$26.114.996	\$22.531.100	\$24.566.454	\$19.898.280	\$14.145.092	\$10.638.630
FLUJO NETO CAJA	-\$556.532	-\$11.002	\$233.888	-\$678.064	-\$609.802	\$226.040

Tabla W.5. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los años 2031 al 2036.

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$1.122	\$1.133	\$1.144	\$1.156	\$1.167	\$1.179
Agua generada [m3]	29.826,26	30.124,52	30.425,76	30.730,02	31.037,32	31.347,70
Agua disponible [m3]	35.183,52	35.498,80	35.825,76	36.130,02	36.437,32	36.747,70
Agua demandada [m3]	26.752,83	24.588,84	25.362,49	26.059,36	26.865,99	25.621,28
INGRESOS TOTALES	\$30.009.689	\$27.858.083	\$29.021.942	\$30.117.552	\$31.360.295	\$30.206.430
EGRESOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo Fijo	\$20.821.539	\$21.209.621	\$21.605.465	\$22.009.226	\$22.421.061	\$22.841.134
Costos Variables de Producción	\$977.406	\$987.180	\$997.052	\$1.007.023	\$1.017.093	\$1.027.264
Interés	\$316.111	\$112.546				
Depreciación	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890
EGRESOS TOTALES	\$24.949.947	\$25.144.238	\$25.437.408	\$25.851.139	\$26.273.045	\$26.703.288
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$5.059.742	\$2.713.846	\$3.584.534	\$4.266.413	\$5.087.251	\$3.503.142
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$860.156	\$461.354	\$609.371	\$725.290	\$864.833	\$595.534
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$4.199.586	\$2.252.492	\$2.975.163	\$3.541.123	\$4.222.418	\$2.907.608
Depreciación	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890
Amortización	-\$6.786.257	-\$6.989.822				
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$12.779.852	\$3.398.343	\$26.007.946	\$110.883.684	\$190.392.228	\$263.526.255
FLUJO NETO CAJA	\$248.219	-\$1.902.440	\$5.810.053	\$6.376.013	\$7.057.308	\$5.742.498

Tabla W.6. Flujo caja planta coagulación de Isluga para los años 2037 al 2042.

Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Meses						
INGRESOS						
Precio agua [\$/m3]	\$1.191	\$1.203	\$1.215	\$1.227	\$1.239	\$1.251
Agua generada [m3]	31.661,17	31.977,78	32.297,56	32.620,54	32.946,74	33.276,21
Agua disponible [m3]	37.061,17	37.377,78	37.697,56	38.020,54	38.346,74	38.676,21
Agua demandada [m3]	26.721,87	25.483,37	26.100,59	26.000,75	27.084,68	26.189,96
INGRESOS TOTALES	\$31.819.021	\$30.647.723	\$31.703.925	\$31.898.481	\$33.560.563	\$32.776.432
EGRESOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo Fijo	\$23.269.608	\$23.706.651	\$24.152.435	\$24.607.135	\$25.070.929	\$25.543.999
Costos Variables de Producción	\$1.037.537	\$1.047.912	\$1.058.391	\$1.068.975	\$1.079.665	\$1.090.461
Interés						
Depreciación	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890
EGRESOS TOTALES	\$27.142.034	\$27.589.453	\$28.045.716	\$28.511.000	\$28.985.484	\$29.469.350
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$4.676.987	\$3.058.270	\$3.658.208	\$3.387.481	\$4.575.079	\$3.307.081
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$795.088	\$519.906	\$621.895	\$575.872	\$777.763	\$562.204
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$3.881.899	\$2.538.364	\$3.036.313	\$2.811.609	\$3.797.315	\$2.744.877
Depreciación	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890	\$2.834.890
Amortización						
Préstamo						
Inversión inicial						
Capacitación						
Terreno						\$1.005.900
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						\$4.313.170
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$337.808.919	\$406.710.908	\$466.098.972	\$540.848.542	\$623.223.220	\$698.940.728
FLUJO NETO CAJA	\$6.716.789	\$5.373.254	\$5.871.203	\$5.646.499	\$6.632.206	\$11.648.838

Anexo X. Flujo de caja para Planta Fotovoltaica de 306 kW para Colchane

Tabla X.1. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los primeros 6 meses del 2018.

Año		2018	2018	2018	2018	2018	2018
Mes		1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
Precio electricidad [\$/kWh]		\$128	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128
Energía generada [kWh]		48.303,95	45.887,61	54.853,23	54.522,55	57.480,23	53.100,88
Energía disponible [kWh]		48.303,95	46.887,61	55.853,23	55.522,55	58.480,23	54.100,88
Energía demandada [kWh]		32.882,20	35.295,69	34.125,70	32.738,76	40.949,85	32.730,04
INGRESOS TOTALES		\$4.205.305	\$4.513.966	\$4.364.336	\$4.186.960	\$5.237.076	\$4.185.845
EGRESOS							
Costo Fijo		\$676.833	\$676.833	\$676.833	\$676.833	\$676.833	\$676.833
Costos Variables de Producción		\$243.621	\$231.434	\$276.652	\$274.984	\$289.902	\$267.814
Interés		\$1.145.965	\$1.140.899	\$1.135.822	\$1.130.731	\$1.125.628	\$1.120.513
Depreciación		\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647
EGRESOS TOTALES		\$3.689.066	\$3.671.814	\$3.711.954	\$3.705.196	\$3.715.010	\$3.687.807
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO		\$516.239	\$842.152	\$652.381	\$481.764	\$1.522.066	\$498.038
Impuesto a las Utilidades (17%)		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO		\$516.239	\$842.152	\$652.381	\$481.764	\$1.522.066	\$498.038
Depreciación		\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647
Amortización		-\$2.054.098	-\$2.059.164	-\$2.064.241	-\$2.069.332	-\$2.074.435	-\$2.079.550
Préstamo	\$464.705.922						
Inversión inicial	-\$252.503.201						
Terreno	-\$4.191.250						
Baterías	-\$187.432.704						
Transporte + Implementación	-\$17.817.404						
TOTAL INICIAL	-\$464.705.922						
Capital de Trabajo	-\$2.761.363						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$0	\$84.788	\$490.423	\$701.210	\$736.289	\$1.806.568	\$1.847.702
FLUJO NETO CAJA	\$0	\$84.788	\$405.635	\$210.787	\$35.079	\$1.070.278	\$41.134

Tabla X.2. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los segundos 6 meses del 2018.

Año	2018	2018	2018	2018	2018	2018
Mes	7	8	9	10	11	12
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128
Energía generada [kWh]	54.443,01	59.224,58	59.230,87	59.033,52	56.486,21	51.056,50
Energía disponible [kWh]	55.443,01	60.224,58	60.230,87	60.033,52	57.486,21	52.056,50
Energía demandada [kWh]	36.299,36	32.398,16	40.919,76	31.995,02	32.451,34	38.103,01
INGRESOS TOTALES	\$4.642.325	\$4.143.400	\$5.233.228	\$4.091.844	\$4.150.201	\$4.872.994
EGRESOS						
Costo Fijo	\$676.833	\$676.833	\$676.833	\$676.833	\$676.833	\$676.833
Costos Variables de Producción	\$274.583	\$298.699	\$298.731	\$297.736	\$284.888	\$257.503
Interés	\$1.115.384	\$1.110.244	\$1.105.090	\$1.099.924	\$1.094.745	\$1.089.553
Depreciación	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647
EGRESOS TOTALES	\$3.689.448	\$3.708.423	\$3.703.301	\$3.697.140	\$3.679.113	\$3.646.537
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$952.877	\$434.977	\$1.529.927	\$394.704	\$471.088	\$1.226.457
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1.618.854
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$952.877	\$434.977	\$1.529.927	\$394.704	\$471.088	-\$392.397
Depreciación	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647	\$1.622.647
Amortización	-\$2.084.679	-\$2.089.819	-\$2.094.973	-\$2.100.139	-\$2.105.318	-\$2.110.510
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$2.338.547	\$2.306.352	\$3.363.953	\$3.281.165	\$3.269.582	\$2.389.323
FLUJO NETO CAJA	\$490.845	-\$32.195	\$1.057.601	-\$82.788	-\$11.583	-\$880.259

Tabla X.3. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los años 2019 al 2024.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$129	\$130	\$132	\$133	\$134	\$136
Energía generada [kWh]	\$651.163	656.085,23	652.372,68	649.332,44	649.631,77	655.759,06
Energía disponible [kWh]	\$663.163	668.085,23	664.372,68	661.295,42	661.631,77	667.759,06
Energía demandada [kWh]	\$479.077	560.347,12	545.715,58	597.371,96	540.575,89	602.448,95
INGRESOS TOTALES	\$61.881.896	\$73.103.215	\$71.906.320	\$79.499.961	\$72.660.791	\$81.787.151
EGRESOS						
Costo Fijo	\$8.203.220	\$8.285.252	\$8.368.105	\$8.451.786	\$8.536.304	\$8.621.667
Costos Variables de Producción	\$3.284.143	\$3.308.966	\$3.290.242	\$3.274.908	\$3.276.418	\$3.307.321
Interés	\$12.664.993	\$11.893.006	\$11.097.861	\$10.278.865	\$9.435.302	\$8.566.435
Depreciación	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763
EGRESOS TOTALES	\$43.624.119	\$42.958.987	\$42.227.971	\$41.477.322	\$40.719.787	\$39.967.186
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$18.257.777	\$30.144.228	\$29.678.349	\$38.022.638	\$31.941.005	\$41.819.965
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$3.103.822	\$5.124.519	\$5.045.319	\$6.463.849	\$5.429.971	\$7.109.394
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$15.153.955	\$25.019.710	\$24.633.029	\$31.558.790	\$26.511.034	\$34.710.571
Depreciación	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763
Amortización	-\$25.735.762	-\$26.507.749	-\$27.302.894	-\$28.121.890	-\$28.965.453	-\$29.834.320
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$106.137.087	\$271.281.910	\$483.108.124	\$726.348.564	\$948.208.327	\$1.220.682.195
FLUJO NETO CAJA	\$8.889.956	\$17.983.723	\$16.801.899	\$22.908.663	\$17.017.344	\$24.348.014

Tabla X.4. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los años 2025 al 2030.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$137	\$138	\$140	\$141	\$143	\$144
Energía generada [kWh]	658.334,51	648.907,23	656.980,14	649.741,77	654.190,51	655.200,61
Energía disponible [kWh]	670.334,51	660.907,23	668.980,14	661.741,77	666.190,51	667.200,61
Energía demandada [kWh]	573.803,78	597.235,11	464.213,88	473.975,50	466.545,11	470.779,36
INGRESOS TOTALES	\$78.677.329	\$82.709.026	\$64.930.250	\$66.958.578	\$66.567.975	\$67.843.851
EGRESOS						
Costo Fijo	\$8.707.883	\$8.794.962	\$8.882.912	\$8.971.741	\$9.061.458	\$9.152.073
Costos Variables de Producción	\$3.320.310	\$3.272.764	\$3.313.479	\$3.276.973	\$3.299.410	\$3.304.504
Interés	\$7.671.505	\$6.749.729	\$5.800.304	\$4.822.399	\$3.815.160	\$2.777.707
Depreciación	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763
EGRESOS TOTALES	\$39.171.461	\$38.289.218	\$37.468.458	\$36.542.875	\$35.647.791	\$34.706.047
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$39.505.868	\$44.419.808	\$27.461.792	\$30.415.703	\$30.920.184	\$33.137.803
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$6.715.998	\$7.551.367	\$4.668.505	\$5.170.669	\$5.256.431	\$5.633.427
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$32.789.870	\$36.868.441	\$22.793.287	\$25.245.033	\$25.663.753	\$27.504.377
Depreciación	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763
Amortización	-\$30.729.250	-\$31.651.026	-\$32.600.451	-\$33.578.356	-\$34.585.595	-\$35.623.048
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$1.495.909.510	\$1.777.317.917	\$1.963.453.383	\$2.093.553.268	\$2.221.739.780	\$2.353.122.387
FLUJO NETO CAJA	\$21.532.383	\$24.689.178	\$9.664.599	\$11.138.440	\$10.549.920	\$11.353.092

Tabla X.5. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los años 2031 al 2036.

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$146	\$147	\$148	\$150	\$151	\$153
Energía generada [kWh]	652.644,28	655.177,82	652.834,85	656.530,16	651.757,30	649.664,03
Energía disponible [kWh]	664.644,28	667.177,82	664.834,85	668.530,16	663.757,30	661.664,03
Energía demandada [kWh]	459.096,60	468.224,83	475.970,83	480.529,52	466.856,07	467.633,74
INGRESOS TOTALES	\$66.821.854	\$68.831.980	\$70.670.397	\$72.060.727	\$70.710.345	\$71.536.412
EGRESOS						
Costo Fijo	\$9.243.594	\$9.336.030	\$9.429.390	\$9.523.684	\$9.618.921	\$9.715.110
Costos Variables de Producción	\$3.291.611	\$3.304.389	\$3.292.573	\$3.311.210	\$3.287.138	\$3.276.581
Interés	\$1.709.134	\$608.507	\$5.325.936	\$4.835.487	\$4.330.326	\$3.810.013
Depreciación	\$19.471.763	\$19.471.763	\$28.843.398	\$28.843.398	\$28.843.398	\$28.843.398
EGRESOS TOTALES	\$33.716.102	\$32.720.689	\$46.891.296	\$46.513.779	\$46.079.783	\$45.645.102
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$33.105.752	\$36.111.291	\$23.779.101	\$25.546.948	\$24.630.561	\$25.891.311
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$5.627.978	\$6.138.919	\$4.042.447	\$4.342.981	\$4.187.195	\$4.401.523
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$27.477.774	\$29.972.372	\$19.736.654	\$21.203.967	\$20.443.366	\$21.489.788
Depreciación	\$19.471.763	\$19.471.763	\$28.843.398	\$28.843.398	\$28.843.398	\$28.843.398
Amortización	-\$36.691.621	-\$37.792.248	-\$16.350.100	-\$16.840.549	-\$17.345.709	-\$17.866.023
Préstamo			\$187.432.704			
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías			-\$187.432.704			
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$2.482.944.655	\$2.613.498.571	\$2.875.693.779	\$3.284.265.373	\$3.666.425.206	\$4.052.682.387
FLUJO NETO CAJA	\$10.257.916	\$11.651.887	\$32.229.952	\$33.206.816	\$31.941.055	\$32.467.163

Tabla X.6. Flujo caja planta fotovoltaica de Colchane para los años 2037 al 2042.

Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$155	\$156	\$158	\$159	\$161	\$162
Energía generada [kWh]	657.424,45	656.409,00	649.370,01	661.386,94	653.963,32	649.533,29
Energía disponible [kWh]	669.424,45	668.409,00	661.370,01	673.386,94	665.963,32	661.533,29
Energía demandada [kWh]	461.150,33	473.033,57	479.794,10	483.298,71	475.285,35	469.875,66
INGRESOS TOTALES	\$71.250.057	\$73.816.937	\$75.620.638	\$76.934.731	\$76.415.703	\$76.301.400
EGRESOS						
Costo Fijo	\$9.812.261	\$9.910.384	\$10.009.487	\$10.109.582	\$10.210.678	\$10.312.785
Costos Variables de Producción	\$3.315.720	\$3.310.599	\$3.275.098	\$3.335.705	\$3.298.264	\$3.275.921
Interés	\$3.274.092	\$2.722.095	\$2.153.539	\$1.567.929	\$964.753	\$343.483
Depreciación	\$28.843.398	\$28.843.398	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763
EGRESOS TOTALES	\$45.245.471	\$44.786.475	\$34.909.888	\$34.484.980	\$33.945.458	\$33.403.953
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$26.004.586	\$29.030.462	\$40.710.750	\$42.449.752	\$42.470.244	\$42.897.447
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$4.420.780	\$4.935.179	\$6.920.828	\$7.216.458	\$7.219.942	\$7.292.566
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$21.583.806	\$24.095.283	\$33.789.923	\$35.233.294	\$35.250.303	\$35.604.881
Depreciación	\$28.843.398	\$28.843.398	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763	\$19.471.763
Amortización	-\$18.401.944	-\$18.953.941	-\$19.522.496	-\$20.108.106	-\$20.711.283	-\$21.332.552
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						\$3.017.700
Baterías						\$93.716.352
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						\$2.761.363
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$4.442.467.028	\$4.834.254.367	\$5.252.093.750	\$5.665.786.016	\$6.081.734.909	\$6.582.776.824
FLUJO NETO CAJA	\$32.025.260	\$33.984.741	\$33.739.190	\$34.596.951	\$34.010.783	\$133.239.507

Anexo Y. Flujo de caja para Planta Fotovoltaica de 288 kW para Cariquima

Tabla Y.1. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los primeros 6 meses del 2018.

Año		2018	2018	2018	2018	2018	2018
Mes		1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
Precio electricidad [\$/kWh]		\$128	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128
Energía generada [kWh]		44.742,41	43.075,93	50.629,38	50.400,02	52.646,28	48.364,03
Energía disponible [kWh]		44.742,41	44.075,93	51.629,38	51.400,02	53.646,28	49.364,03
Energía demandada [kWh]		30.148,62	32.361,47	31.288,74	30.017,10	37.545,58	30.009,11
INGRESOS TOTALES		\$3.855.707	\$4.138.708	\$4.001.517	\$3.838.887	\$4.801.705	\$3.837.865
EGRESOS							
Costo Fijo		\$628.800	\$628.800	\$628.800	\$628.800	\$628.800	\$628.800
Costos Variables de Producción		\$225.658	\$217.253	\$255.349	\$254.193	\$265.521	\$243.924
Interés		\$1.119.869	\$1.114.919	\$1.109.957	\$1.104.982	\$1.099.995	\$1.094.996
Depreciación		\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380
EGRESOS TOTALES		\$3.563.708	\$3.550.353	\$3.583.486	\$3.577.355	\$3.583.697	\$3.557.101
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO		\$291.999	\$588.356	\$418.031	\$261.532	\$1.218.007	\$280.764
Impuesto a las Utilidades (17%)		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO		\$291.999	\$588.356	\$418.031	\$261.532	\$1.218.007	\$280.764
Depreciación		\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380
Amortización		-\$2.007.322	-\$2.012.273	-\$2.017.235	-\$2.022.209	-\$2.027.196	-\$2.032.195
Préstamo	\$454.123.702						
Inversión inicial	-\$242.523.160						
Terreno	-\$4.191.250						
Baterías	-\$187.432.704						
Transporte + Implementación	-\$17.413.213						
TOTAL INICIAL	-\$454.123.702						
Capital de Trabajo	-\$2.563.375						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$0	-\$125.943	\$39.520	\$29.697	-\$141.600	\$638.591	\$476.541
FLUJO NETO CAJA	\$0	-\$125.943	\$165.463	-\$9.824	-\$171.297	\$780.192	-\$162.051

Tabla Y.2. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los segundos 6 meses del 2018.

Año	2018	2018	2018	2018	2018	2018
Mes	7	8	9	10	11	12
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128
Energía generada [kWh]	49.867,83	54.314,78	54.390,97	54.712,21	52.538,55	47.115,10
Energía disponible [kWh]	50.867,83	55.314,78	55.390,97	55.712,21	53.538,55	48.115,10
Energía demandada [kWh]	33.281,70	29.704,81	37.518,00	29.335,20	29.753,57	34.935,41
INGRESOS TOTALES	\$4.256.397	\$3.798.949	\$4.798.177	\$3.751.678	\$3.805.184	\$4.467.890
EGRESOS						
Costo Fijo	\$628.800	\$628.800	\$628.800	\$628.800	\$628.800	\$628.800
Costos Variables de Producción	\$251.508	\$273.937	\$274.321	\$275.941	\$264.978	\$237.625
Interés	\$1.089.985	\$1.084.961	\$1.079.925	\$1.074.877	\$1.069.816	\$1.064.742
Depreciación	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380
EGRESOS TOTALES	\$3.559.674	\$3.577.078	\$3.572.426	\$3.568.998	\$3.552.974	\$3.520.547
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$696.723	\$221.871	\$1.225.750	\$182.680	\$252.210	\$947.343
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1.119.495
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$696.723	\$221.871	\$1.225.750	\$182.680	\$252.210	-\$172.153
Depreciación	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380	\$1.589.380
Amortización	-\$2.037.207	-\$2.042.230	-\$2.047.266	-\$2.052.315	-\$2.057.376	-\$2.062.449
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$725.437	\$494.458	\$1.262.322	\$982.067	\$766.282	\$121.060
FLUJO NETO CAJA	\$248.897	-\$230.979	\$767.864	-\$280.254	-\$215.785	-\$645.222

Tabla Y.3. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los años 2019 al 2024.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$129	\$130	\$132	\$133	\$134	\$136
Energía generada [kWh]	600.524,24	605.180,23	601.675,03	598.901,45	599.104,74	604.837,41
Energía disponible [kWh]	612.524,24	616.180,23	613.675,03	609.901,45	611.104,74	615.837,41
Energía demandada [kWh]	439.250,43	513.764,02	500.348,84	549.144,62	540.415,61	555.116,41
INGRESOS TOTALES	\$56.737.495	\$67.025.957	\$65.928.562	\$73.081.730	\$72.639.248	\$75.361.390
EGRESOS						
Costo Fijo	\$7.621.056	\$7.697.267	\$7.774.239	\$7.851.982	\$7.930.501	\$8.009.806
Costos Variables de Producción	\$3.028.744	\$3.052.227	\$3.034.548	\$3.020.559	\$3.021.585	\$3.050.497
Interés	\$12.376.587	\$11.622.180	\$10.845.142	\$10.044.796	\$9.220.443	\$8.371.361
Depreciación	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562
EGRESOS TOTALES	\$42.098.949	\$41.444.234	\$40.726.491	\$39.989.899	\$39.245.091	\$38.504.227
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$14.638.546	\$25.581.722	\$25.202.071	\$33.091.831	\$33.394.158	\$36.857.163
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$2.488.553	\$4.348.893	\$4.284.352	\$5.625.611	\$5.677.007	\$6.265.718
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$12.149.993	\$21.232.829	\$20.917.719	\$27.466.219	\$27.717.151	\$30.591.445
Depreciación	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562
Amortización	-\$25.149.711	-\$25.904.119	-\$26.681.156	-\$27.481.502	-\$28.305.856	-\$29.154.937
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$56.996.299	\$183.456.563	\$352.614.890	\$553.010.474	\$784.147.000	\$1.018.927.215
FLUJO NETO CAJA	\$6.072.844	\$14.401.273	\$13.309.124	\$19.057.279	\$18.483.857	\$20.509.070

Tabla Y.4. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los años 2025 al 2030.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$137	\$138	\$140	\$141	\$143	\$144
Energía generada [kWh]	607.201,06	598.537,29	605.880,24	599.269,30	603.357,67	604.333,99
Energía disponible [kWh]	619.201,06	608.537,29	617.880,24	611.269,30	615.357,67	616.333,99
Energía demandada [kWh]	526.101,99	550.519,39	425.622,58	434.572,70	427.760,02	431.642,26
INGRESOS TOTALES	\$72.136.680	\$76.239.528	\$59.532.431	\$61.392.139	\$61.034.008	\$62.203.816
EGRESOS						
Costo Fijo	\$8.089.905	\$8.170.804	\$8.252.512	\$8.335.037	\$8.418.387	\$8.502.571
Costos Variables de Producción	\$3.062.419	\$3.018.723	\$3.055.757	\$3.022.415	\$3.043.034	\$3.047.958
Interés	\$7.496.810	\$6.596.025	\$5.668.220	\$4.712.584	\$3.728.281	\$2.714.453
Depreciación	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562
EGRESOS TOTALES	\$37.721.695	\$36.858.113	\$36.049.050	\$35.142.597	\$34.262.264	\$33.337.544
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$34.414.985	\$39.381.415	\$23.483.381	\$26.249.542	\$26.771.743	\$28.866.272
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$5.850.547	\$6.694.841	\$3.992.175	\$4.462.422	\$4.551.196	\$4.907.266
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$28.564.438	\$32.686.574	\$19.491.206	\$21.787.120	\$22.220.547	\$23.959.006
Depreciación	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562
Amortización	-\$30.029.488	-\$30.930.273	-\$31.858.078	-\$32.813.715	-\$33.798.017	-\$34.811.845
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$1.245.437.750	\$1.482.217.527	\$1.626.772.209	\$1.720.172.505	\$1.811.685.032	\$1.905.993.309
FLUJO NETO CAJA	\$17.607.511	\$20.828.863	\$6.705.689	\$8.045.967	\$7.495.091	\$8.219.723

Tabla Y.5. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los años 2031 al 2036.

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$146	\$147	\$148	\$150	\$151	\$153
Energía generada [kWh]	602.015,93	604.258,47	602.102,11	605.523,17	601.105,65	599.137,48
Energía disponible [kWh]	614.015,93	616.258,47	614.102,11	617.523,17	613.105,65	611.137,48
Energía demandada [kWh]	420.930,72	429.300,10	436.402,15	440.581,86	428.045,12	428.758,14
INGRESOS TOTALES	\$61.266.781	\$63.109.801	\$64.795.385	\$66.070.133	\$64.832.011	\$65.589.406
EGRESOS						
Costo Fijo	\$8.587.597	\$8.673.473	\$8.760.207	\$8.847.809	\$8.936.288	\$9.025.650
Costos Variables de Producción	\$3.036.267	\$3.047.578	\$3.036.702	\$3.053.956	\$3.031.676	\$3.021.750
Interés	\$1.670.214	\$594.650	\$4.260.990	\$3.868.609	\$3.464.457	\$3.048.183
Depreciación	\$19.072.562	\$19.072.562	\$28.444.197	\$28.444.197	\$28.444.197	\$28.444.197
EGRESOS TOTALES	\$32.366.639	\$31.388.262	\$44.502.096	\$44.214.571	\$43.876.618	\$43.539.780
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$28.900.142	\$31.721.538	\$20.293.289	\$21.855.562	\$20.955.393	\$22.049.626
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$4.913.024	\$5.392.662	\$3.449.859	\$3.715.446	\$3.562.417	\$3.748.436
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$23.987.118	\$26.328.877	\$16.843.430	\$18.140.117	\$17.392.977	\$18.301.190
Depreciación	\$19.072.562	\$19.072.562	\$28.444.197	\$28.444.197	\$28.444.197	\$28.444.197
Amortización	-\$35.856.085	-\$36.931.648	-\$13.080.821	-\$13.473.202	-\$13.877.353	-\$14.293.627
Préstamo			\$149.954.652			
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías			-\$187.432.704			
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$1.998.729.538	\$2.091.995.662	\$2.337.371.423	\$2.743.854.836	\$3.126.227.461	\$3.512.466.912
FLUJO NETO CAJA	\$7.203.595	\$8.469.791	\$32.206.806	\$33.111.112	\$31.959.820	\$32.451.759

Tabla Y.6. Flujo caja planta fotovoltaica de Cariquima para los años 2037 al 2042.

Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$155	\$156	\$158	\$159	\$161	\$162
Energía generada [kWh]	606.244,84	605.428,75	598.921,57	609.988,24	603.115,87	\$599.094
Energía disponible [kWh]	618.244,84	617.428,75	610.921,57	621.988,24	615.115,87	\$611.094
Energía demandada [kWh]	422.813,72	433.709,07	439.907,58	443.120,84	435.773,65	\$430.814
INGRESOS TOTALES	\$65.326.856	\$67.680.345	\$69.334.099	\$70.538.949	\$70.063.068	\$69.958.268
EGRESOS						
Costo Fijo	\$9.115.907	\$9.207.066	\$9.299.137	\$9.392.128	\$9.486.049	\$9.580.910
Costos Variables de Producción	\$3.057.596	\$3.053.480	\$3.020.661	\$3.076.476	\$3.041.815	\$3.021.530
Interés	\$2.619.422	\$2.177.799	\$1.722.929	\$1.254.414	\$771.846	\$274.802
Depreciación	\$28.444.197	\$28.444.197	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562
EGRESOS TOTALES	\$43.237.121	\$42.882.542	\$33.115.288	\$32.795.580	\$32.372.272	\$31.949.803
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$22.089.735	\$24.797.803	\$36.218.811	\$37.743.369	\$37.690.797	\$38.008.465
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$3.755.255	\$4.215.627	\$6.157.198	\$6.416.373	\$6.407.435	\$6.461.439
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$18.334.480	\$20.582.177	\$30.061.613	\$31.326.996	\$31.283.361	\$31.547.026
Depreciación	\$28.444.197	\$28.444.197	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562	\$19.072.562
Amortización	-\$14.722.389	-\$15.164.011	-\$15.618.881	-\$16.087.396	-\$16.569.964	-\$17.067.008
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						\$2.514.750
Baterías						\$93.716.352
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						\$2.563.375
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$3.902.054.539	\$4.293.590.949	\$4.709.003.149	\$5.119.276.276	\$5.531.749.614	\$6.029.942.847
FLUJO NETO CAJA	\$32.056.288	\$33.862.362	\$33.515.294	\$34.312.162	\$33.785.959	\$132.347.056

Anexo Z. Flujo de caja para Planta Fotovoltaica de 270 kW para Isluga

Tabla Z.1. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los primeros 6 meses del 2018.

Año		2018	2018	2018	2018	2018	2018
Mes	0	1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
Precio electricidad [\$/kWh]		\$128	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128
Energía generada [kWh]		41.172,18	38.571,70	47.099,07	47.041,54	50.015,76	46.141,71
Energía disponible [kWh]		41.172,18	39.571,70	48.099,07	48.041,54	51.015,76	47.141,71
Energía demandada [kWh]	0,00	27.416,95	29.429,30	28.453,77	27.297,35	34.143,70	27.290,08
INGRESOS TOTALES	\$0	\$3.506.354	\$3.763.714	\$3.638.953	\$3.491.059	\$4.366.638	\$3.490.129
EGRESOS							
Costo Fijo	\$0	\$589.500	\$567.667	\$567.667	\$567.667	\$567.667	\$567.667
Costos Variables de Producción	\$0	\$207.652	\$194.536	\$237.544	\$237.254	\$252.254	\$232.716
Interés	\$0	\$1.083.768	\$1.078.977	\$1.074.175	\$1.069.361	\$1.064.535	\$1.059.697
Depreciación		\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032
EGRESOS TOTALES	\$0	\$3.423.952	\$3.384.212	\$3.422.418	\$3.417.314	\$3.427.488	\$3.403.111
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$0	\$82.403	\$379.501	\$216.535	\$73.745	\$939.150	\$87.017
Impuesto a las Utilidades (17%)		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$0	\$82.403	\$379.501	\$216.535	\$73.745	\$939.150	\$87.017
Depreciación	\$0	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032
Amortización		-\$1.942.613	-\$1.947.403	-\$1.952.205	-\$1.957.020	-\$1.961.846	-\$1.966.683
Préstamo	\$439.484.160						
Inversión inicial	-\$228.618.670						
Terreno	-\$4.191.250						
Baterías	-\$187.432.704						
Transporte + Implementación	-\$16.850.081						
TOTAL INICIAL	-\$439.484.160						
Capital de Trabajo	-\$2.391.456						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$0	-\$317.178	-\$342.048	-\$534.687	-\$874.929	-\$354.593	-\$691.227
FLUJO NETO CAJA	\$0	-\$317.178	-\$24.870	-\$192.638	-\$340.243	\$520.336	-\$336.634

Tabla Z.2. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los segundos 6 meses del 2018.

Año	2018	2018	2018	2018	2018	2018
Mes	7	8	9	10	11	12
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128	\$128
Energía generada [kWh]	47.770,58	51.829,74	51.563,66	51.618,80	49.572,62	43.984,17
Energía disponible [kWh]	48.770,58	52.829,74	52.563,66	52.618,80	50.572,62	44.984,17
Energía demandada [kWh]	30.266,16	27.013,36	34.118,62	26.677,23	27.057,70	28.593,03
INGRESOS TOTALES	\$3.870.739	\$3.454.739	\$4.363.430	\$3.411.751	\$3.460.409	\$3.656.762
EGRESOS						
Costo Fijo	\$567.667	\$567.667	\$567.667	\$567.667	\$567.667	\$567.667
Costos Variables de Producción	\$240.931	\$261.403	\$260.061	\$260.339	\$250.020	\$221.834
Interés	\$1.054.847	\$1.049.985	\$1.045.112	\$1.040.226	\$1.035.328	\$1.030.418
Depreciación	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032
EGRESOS TOTALES	\$3.406.477	\$3.422.087	\$3.415.872	\$3.411.264	\$3.396.046	\$3.362.951
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$464.262	\$32.651	\$947.558	\$487	\$64.363	\$293.812
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$608.853
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$464.262	\$32.651	\$947.558	\$487	\$64.363	-\$315.041
Depreciación	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032	\$1.543.032
Amortización	-\$1.971.533	-\$1.976.395	-\$1.981.269	-\$1.986.155	-\$1.991.053	-\$1.995.962
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	-\$655.467	-\$1.056.178	-\$546.857	-\$989.493	-\$1.373.150	-\$2.141.122
FLUJO NETO CAJA	\$35.761	-\$400.712	\$509.321	-\$442.635	-\$383.657	-\$767.972

Tabla Z.3. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los años 2019 al 2024.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$129	\$130	\$132	\$133	\$134	\$136
Energía generada [kWh]	564.177,18	568.365,42	567.607,88	562.547,42	564.928,33	569.126,26
Energía disponible [kWh]	576.177,18	580.365,42	578.607,88	574.547,42	575.928,33	580.126,26
Energía demandada [kWh]	402.685,23	462.944,52	458.225,78	495.374,06	494.166,48	500.560,85
INGRESOS TOTALES	\$52.014.408	\$60.396.015	\$60.378.209	\$65.925.791	\$66.422.732	\$67.955.045
EGRESOS						
Costo Fijo	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000
Costos Variables de Producción	\$2.845.428	\$2.866.551	\$2.862.730	\$2.837.208	\$2.849.216	\$2.870.388
Interés	\$11.977.604	\$11.247.517	\$10.495.528	\$9.720.983	\$8.923.204	\$8.101.494
Depreciación	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382
EGRESOS TOTALES	\$40.151.414	\$39.442.450	\$38.686.641	\$37.886.573	\$37.100.802	\$36.300.265
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$11.862.994	\$20.953.566	\$21.691.568	\$28.039.218	\$29.321.930	\$31.654.781
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$2.016.709	\$3.562.106	\$3.687.567	\$4.766.667	\$4.984.728	\$5.381.313
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$9.846.285	\$17.391.460	\$18.004.001	\$23.272.551	\$24.337.202	\$26.273.468
Depreciación	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382
Amortización	-\$24.338.962	-\$25.069.050	-\$25.821.038	-\$26.595.583	-\$27.393.362	-\$28.215.072
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$16.387.452	\$108.164.119	\$241.031.846	\$401.239.330	\$591.082.687	\$783.855.850
FLUJO NETO CAJA	\$4.023.705	\$10.838.792	\$10.699.345	\$15.193.349	\$15.460.222	\$16.574.778

Tabla Z.4. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los años 2025 al 2030.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$137	\$138	\$140	\$141	\$143	\$144
Energía generada [kWh]	570.477,64	563.170,57	569.313,66	563.055,67	566.814,27	567.707,01
Energía disponible [kWh]	582.229,46	574.170,57	581.313,66	575.055,67	578.814,27	579.707,01
Energía demandada [kWh]	481.853,67	496.208,79	389.602,04	392.126,89	391.878,43	389.260,71
INGRESOS TOTALES	\$66.069.555	\$68.718.241	\$54.494.187	\$55.395.814	\$55.914.321	\$56.096.225
EGRESOS						
Costo Fijo	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000
Costos Variables de Producción	\$2.877.204	\$2.840.351	\$2.871.333	\$2.839.771	\$2.858.728	\$2.863.230
Interés	\$7.255.136	\$6.383.390	\$5.485.494	\$4.560.664	\$3.608.093	\$2.626.948
Depreciación	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382
EGRESOS TOTALES	\$35.460.722	\$34.552.123	\$33.685.210	\$32.728.818	\$31.795.203	\$30.818.560
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$30.608.833	\$34.166.118	\$20.808.977	\$22.666.996	\$24.119.118	\$25.277.665
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$5.203.502	\$5.808.240	\$3.537.526	\$3.853.389	\$4.100.250	\$4.297.203
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$25.405.331	\$28.357.878	\$17.271.451	\$18.813.607	\$20.018.868	\$20.980.462
Depreciación	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382
Amortización	-\$29.061.430	-\$29.933.177	-\$30.831.072	-\$31.755.902	-\$32.708.473	-\$33.689.619
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías						
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$971.866.668	\$1.167.321.000	\$1.280.349.738	\$1.347.137.458	\$1.415.501.447	\$1.484.248.276
FLUJO NETO CAJA	\$14.860.283	\$16.941.083	\$4.956.761	\$5.574.086	\$5.826.776	\$5.807.225

Tabla Z.5. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los años 2031 al 2036.

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$146	\$147	\$148	\$150	\$151	\$153
Energía generada [kWh]	565.403,99	567.673,32	565.578,93	568.860,15	564.710,63	562.909,16
Energía disponible [kWh]	577.403,99	579.673,32	577.578,93	580.860,15	576.710,63	574.909,16
Energía demandada [kWh]	385.411,58	387.098,61	399.730,60	397.634,41	391.827,52	386.393,93
INGRESOS TOTALES	\$56.096.944	\$56.905.918	\$59.350.528	\$59.629.687	\$59.346.468	\$59.108.728
EGRESOS						
Costo Fijo	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000
Costos Variables de Producción	\$2.851.615	\$2.863.060	\$2.852.497	\$2.869.046	\$2.848.118	\$2.839.032
Interés	\$1.616.371	\$575.481	\$5.325.936	\$4.835.487	\$4.330.326	\$3.810.013
Depreciación	\$18.516.382	\$18.516.382	\$27.888.017	\$27.888.017	\$27.888.017	\$27.888.017
EGRESOS TOTALES	\$29.796.368	\$28.766.923	\$42.878.450	\$42.404.550	\$41.878.462	\$41.349.062
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$26.300.576	\$28.138.994	\$16.472.078	\$17.225.137	\$17.468.006	\$17.759.666
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$4.471.098	\$4.783.629	\$2.800.253	\$2.928.273	\$2.969.561	\$3.019.143
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$21.829.478	\$23.355.365	\$13.671.825	\$14.296.863	\$14.498.445	\$14.740.522
Depreciación	\$18.516.382	\$18.516.382	\$27.888.017	\$27.888.017	\$27.888.017	\$27.888.017
Amortización	-\$34.700.195	-\$35.741.086	-\$16.350.100	-\$16.840.549	-\$17.345.709	-\$17.866.023
Préstamo			\$187.432.704			
Inversión inicial						
Terreno						
Baterías			-\$187.432.704			
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$1.554.320.425	\$1.623.469.138	\$1.810.300.841	\$2.125.704.886	\$2.422.109.899	\$2.720.101.966
FLUJO NETO CAJA	\$5.645.665	\$6.130.662	\$25.209.742	\$25.344.332	\$25.040.753	\$24.762.517

Tabla Z.6. Flujo caja planta fotovoltaica de Isluga para los años 2037 al 2042.

Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Mes						
INGRESOS						
Precio electricidad [\$/kWh]	\$155	\$156	\$158	\$159	\$161	\$162
Energía generada [kWh]	569.612,11	568.692,82	562.654,13	572.979,23	566.647,62	562.755,66
Energía disponible [kWh]	581.612,11	580.692,82	574.654,13	584.979,23	578.647,62	574.755,66
Energía demandada [kWh]	387.314,83	391.188,20	403.030,70	399.612,51	399.197,09	388.312,85
INGRESOS TOTALES	\$59.842.099	\$61.044.959	\$63.521.913	\$63.613.002	\$64.182.341	\$63.056.712
EGRESOS						
Costo Fijo	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000	\$6.812.000
Costos Variables de Producción	\$2.872.839	\$2.868.202	\$2.837.746	\$2.889.821	\$2.857.887	\$2.838.258
Interés	\$3.274.092	\$2.722.095	\$2.153.539	\$1.567.929	\$964.753	\$343.483
Depreciación	\$27.888.017	\$27.888.017	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382
EGRESOS TOTALES	\$40.846.947	\$40.290.314	\$30.319.667	\$29.786.132	\$29.151.022	\$28.510.124
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO	\$18.995.151	\$20.754.645	\$33.202.245	\$33.826.870	\$35.031.318	\$34.546.589
Impuesto a las Utilidades (17%)	\$3.229.176	\$3.528.290	\$5.644.382	\$5.750.568	\$5.955.324	\$5.872.920
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	\$15.765.976	\$17.226.355	\$27.557.864	\$28.076.302	\$29.075.994	\$28.673.669
Depreciación	\$27.888.017	\$27.888.017	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382	\$18.516.382
Amortización	-\$18.401.944	-\$18.953.941	-\$19.522.496	-\$20.108.106	-\$20.711.283	-\$21.332.552
Préstamo						
Inversión inicial						
Terreno						\$2.514.750
Baterías						\$93.716.352
Transporte + Implementación						
TOTAL INICIAL						
Capital de Trabajo						\$2.391.456
RECUPERACION DE LA INVERSION	\$3.023.800.718	\$3.327.690.447	\$3.656.586.919	\$3.976.673.352	\$4.302.011.527	\$4.623.065.338
FLUJO NETO CAJA	\$25.252.049	\$26.160.431	\$26.551.749	\$26.484.578	\$26.881.094	\$30.763.704

Anexo A.B. Diagrama planta fotovoltaica de 306 kW en Colchane

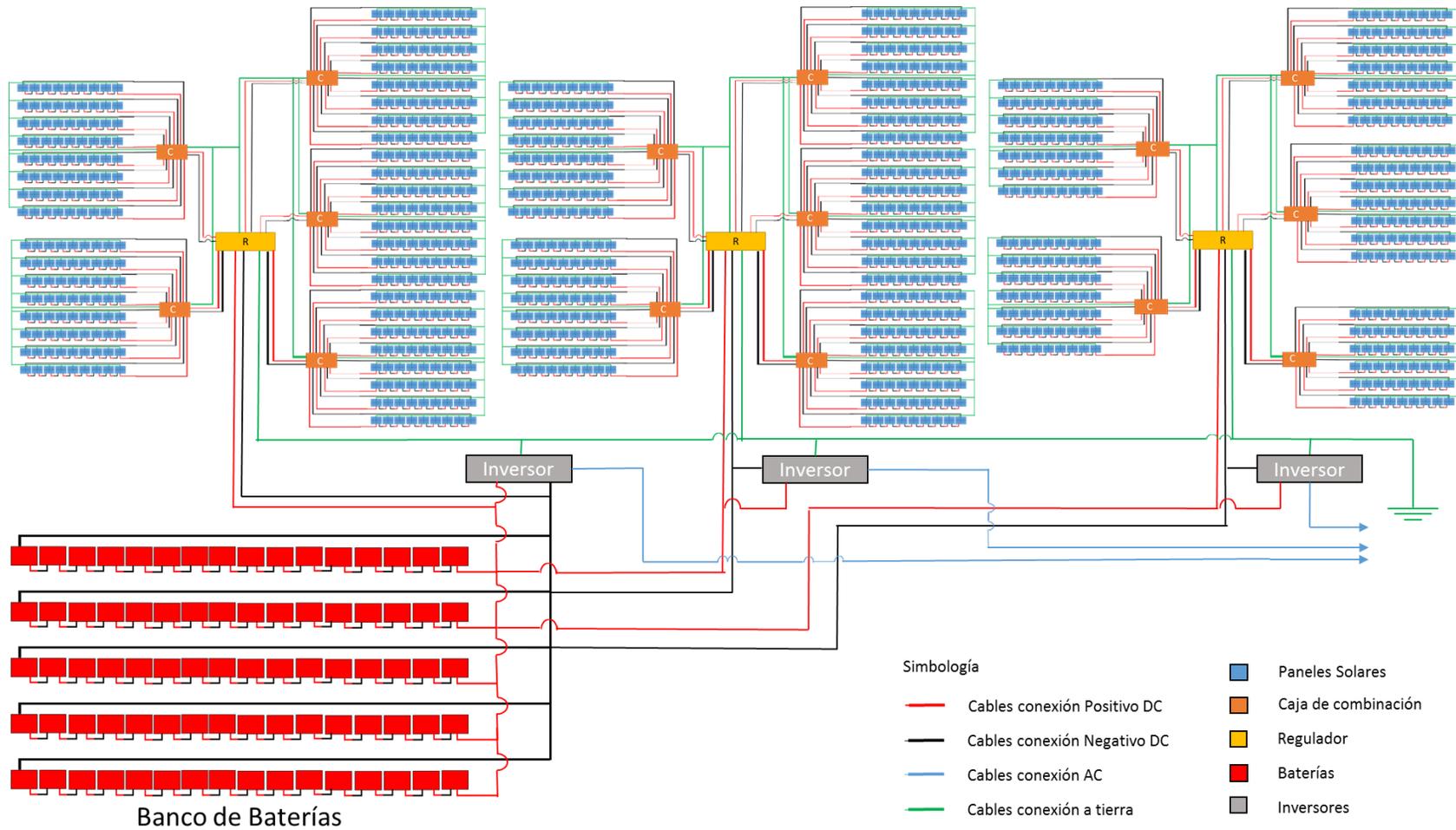


Figura A.B.1. Diagrama planta fotovoltaica de 306 kW en Colchane.

Anexo A.C. Diagrama planta fotovoltaica de 288 kW en Cariquima

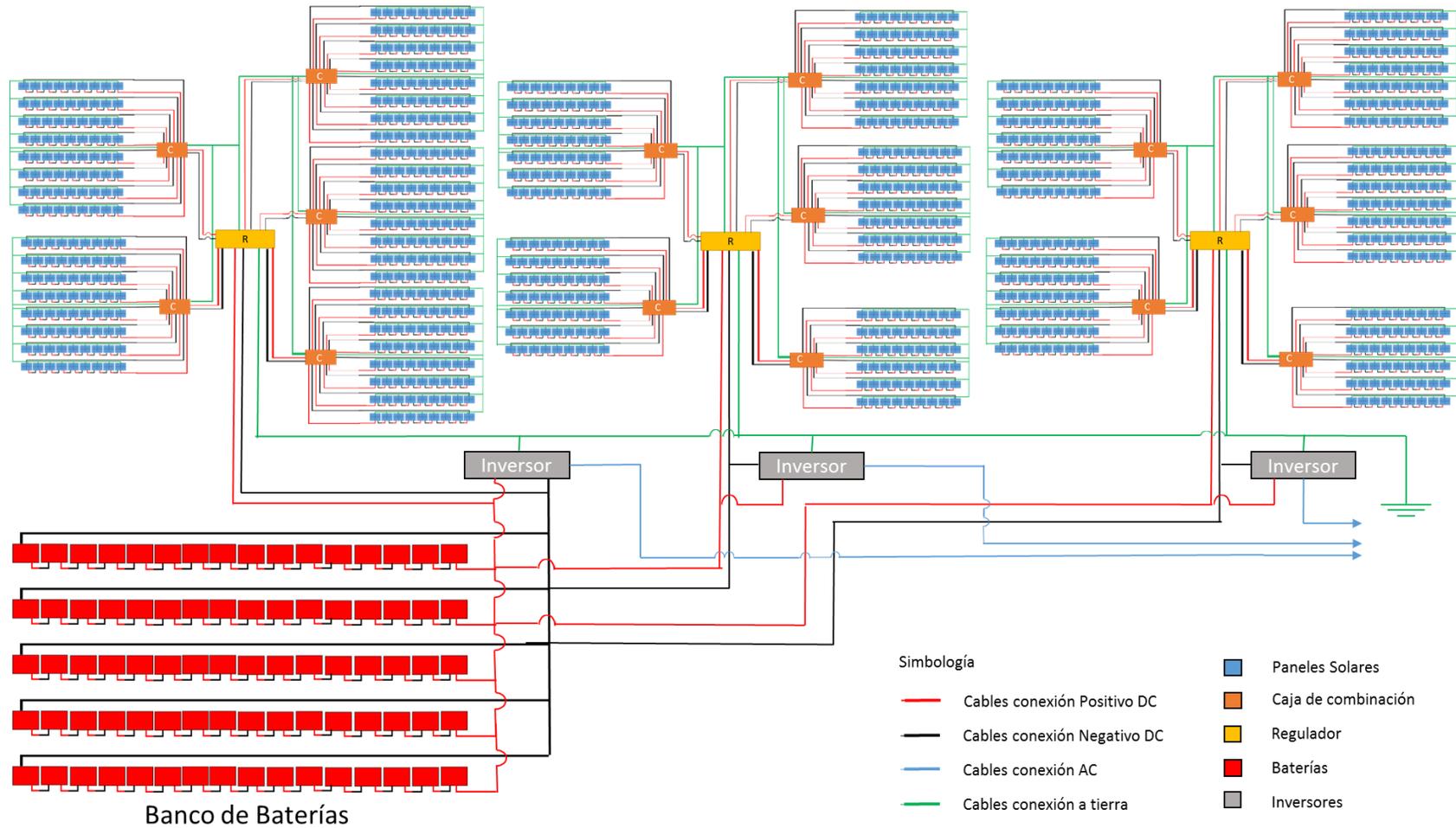


Figura A.C.1. Diagrama planta fotovoltaica de 288 kW en Cariquima.

Anexo A.D. Diagrama planta fotovoltaica de 270 kW en Isluga

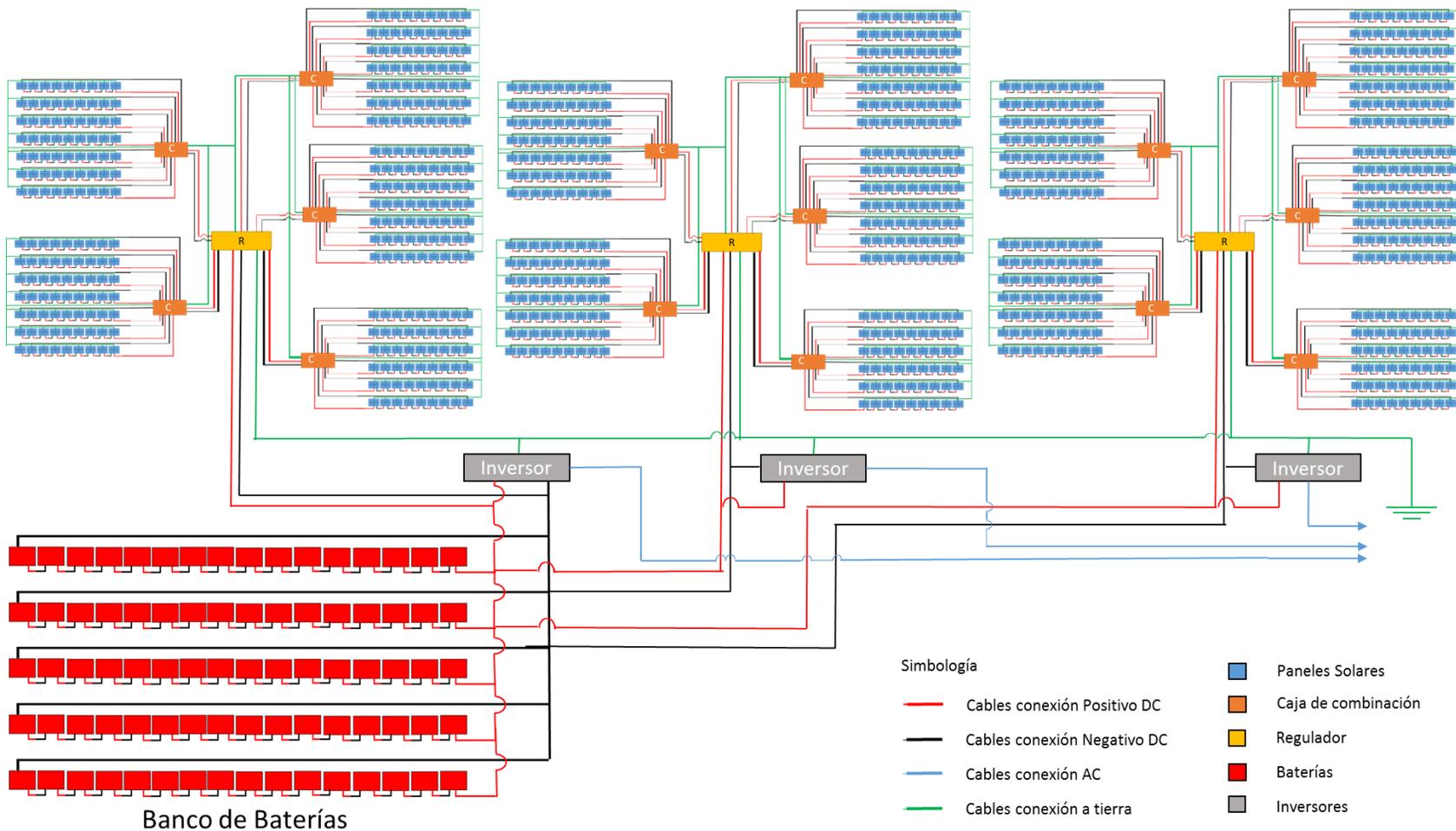


Figura A.D.1. Diagrama planta fotovoltaica de 270 kW en Isluga.