UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Análisis de factibilidad técnico económica de sistema extracción e impulsión de agua dulce del mar mediante la sinergia de energías alternativas para valle de la Tercera Región.

Memoria de titulación presentada por:
Elías Abraham Ricardo Berbetty López

Profesor guía: Pedro Sariego
Profesor co-referente: Alex Flores

Valparaíso, Abril 2022

Resumen

La sequía es una condición que afecta gravemente a nuestro país y se intensifica año a año, es por esto que se dedicó a analizar una solución para este problema en base a la desalación de agua de mar y el transporte de esta al interior del valle de Huasco.

El proceso de desalación se analizó mediante la ósmosis inversa, abasteciendo un total de 11 sistemas de Agua Potable Rural o APR, para la cual se utiliza un caudal permeado de 231.1 [l/s] considerando una eficiencia de recuperación del sistema de η 45 %. Además, la planta debe considerar un total de membranas de 340 y 48 tubos de presión que permiten realizar todo el proceso de desalación de manera correcta para así brindar agua dulce a la comunidad rural

Con respecto al sistema de alimentación de energía este se trata de un sistema autónomo, es decir, sin conexión a la red eléctrica por lo cual se utiliza:

- Granja de paneles solares: Con el objetivo de alimentar a la red durante el día son necesarios 1088 unidades de paneles solares con una potencia nominal de 450 [WP], con un orden de 1361 en cadena X 8 en serie, con un conjunto de 6860 unidades de batería, lo cual permite que el proceso de desalación y transporte de agua funcione de manera correcta
- Un sistema de bombas de impulsión desde la costa hacia el interior del valle
- Central hidráulica de acumulación por bombeo: Con el fin de alimentar al sistema mientras no se cuente con la energía solar. Es necesario una CHAB que conste de 4 turbinas y 8 bombas separadas en 2 zonas con el fin de optimizar el sistema

Finalmente, para poder realizar la construcción del proyecto es necesario un capital inicial de $14.743.005.614, el cual mediante un análisis económico a 20 años arroja un VAN de $1.028.204.112 y una TIR de 11 %. Estos datos hacen el proyecto factible económicamente, lo cual permite dar una solución al problema de la sequía en las zonas rurales del norte del país

Abstract

The drought is a condition that seriously affects our country and intensifies year after year, which is why I dedicate myself to analyzing a solution for this problem based on the desalination of seawater and its transport to the interior of the valley of Huasco.

The desalination process was analyzed using reverse osmosis, supplying a total of 11 Rural Potable Water or APR systems, for which a permeate flow of 231.1 [l/s] is used, considering a system recovery efficiency of η45 %. In addition, the plant must consider a total of 340 membranes and 48 pressure tubes that allow the entire desalination process to be carried out correctly to provide fresh water to the rural community.

With regard to the energy supply system, this is an autonomous system, that is, without connection to the electrical network, for which it is used:

- A system of discharge pumps from the coast to the interior of the valley
- Hydraulic central storage by pumping: In order to feed the system while solar energy is not available. A CHAB consisting of 4 turbines and 8 separate pumps in 2 zones is necessary to optimize the system

Finally, to carry out the construction of the project, an initial capital of $14,743,005,614is necessary, which, through a 20-year economic analysis, yields an NPV of $1,028,204,112 and an IRR of 11 %. These data make the project economically feasible, which allows asolution to the problem of drought in the rural areas of the north of the country

Índice general

Resumen **ii**

Abstract **iii**

Índice General **iii**

Índice de figuras **vii**

Índice de tablas **ix**

1. Introducción **1**
1.1. Planteamiento del problema 1
1.2. Objetivos 2

2. Zona a trabajar **3**
2.1. Huasco 3
2.1.1. Geografía 3
2.1.2. Hidrografía 3
2.1.3. Geomorfología 4
2.1.3.1. Puntas, islotes y penínsulas 4
2.1.3.2. Bahías 4
2.1.3.3. Cerros 4
2.1.4. Demografía y vivienda 5
2.2. Freirina 5
2.2.1. Economía 5
2.2.2. Medio ambiente 5
2.2.3. Localidades 6
2.3. Vallenar 6
2.3.1. Economía 6
2.3.1.1. Minería 7
2.3.2. Medio ambiente 7
2.3.3. Localidades 7

3. Marco teórico y estado de arte **8**
3.1. Energías primarias y secundarias 8
3.2. Generación eléctrica 8
3.3. Energías renovables 9
3.3.1. Ríos 10
3.3.2. El movimiento del océano 10
3.3.3. Viento 10
3.3.4. El sol 10
3.3.5. Materia orgánica 11
3.3.6. El calor interno de la tierra 11
3.4. Generación de energía electrica con paneles solares 11
3.4.1. Sistema de paneles solares 11
3.4.2. Celdas solares fotovoltaicas 13
3.4.2.1. Proceso de elaboración 13
3.4.2.2. Otros componentes del panel solar 15
3.4.2.3. Tipos de celdas solares 17
3.4.2.4. Últimas tecnologías 18
3.4.2.5. Celdas poli, mono y mono-forjadas 19
3.4.2.6. PERC – Celda pasivada 20
3.4.2.7. MBB – barras colectoras multi cinta y multi cable 21
3.4.2.8. Módulos divididos con media celda 22
3.4.2.9. Módulos solares bifaciales 23
3.4.2.10. Panel de vidrio dual 24
3.4.2.11. Celdas de tejas 25
3.4.2.12. Celdas IBC 26
3.4.2.13. Celda HJT – heterounión 27
3.4.3. Inversores solares 28
3.4.3.1. Inversor solar conectado a la red 29
3.4.3.2. Inversores de batería 30
3.4.3.3. Inversores híbridos 30
3.4.3.4. Inversores híbridos multimodo 30
3.4.3.5. Inversores desconectados de la red u off-grid. 30
3.4.3.6. Controladores solares de carga 31
3.4.3.7. Controlador solar de carga PWM 31
3.4.3.8. Controlador solar de carga MPPT 31
3.5. Baterías 32
3.5.1. Baterías de plomo-ácido 34
3.5.2. Baterías de ion de litio 35
3.6. Sistemas solares fotovoltaicos (FV) 35
3.6.1. Sistemas acoplados de corriente continua (CC) 35
3.6.2. Sistemas acoplados de corriente alterna (CA) 36
3.6.3. Sistemas con baterías de corriente alterna (CA) 37
3.6.4. Sistemas con inversor híbrido 37

3.7. Desalinización 38
3.7.1. Ósmosis inversa 39
3.7.2. Ósmosis Inversa energizada con Energía solar Fotovoltaica (PV-RO) . 40

4. Agua potable rural 42
4.1. APR El Pino 43
4.2. APR Las Tablas 43
4.3. APR Hacienda atacama 44
4.4. APR La Tátara 44
4.5. APR Buena Esperanza 44
4.6. APR Perales Viejo 45
4.7. APR Cuatro Palomas 45
4.8. APR Imperial 46
4.9. APR Chañar Blanco 46
4.10. APR Camarones 46
4.11. APR El Jilguero 47

5. Desaladora 48
5.1. Población abastecida 48
5.2. Aguas no contabilizadas 49
5.3. Dotación de consumo y población 50
5.4. Dimensionamiento de la planta 51
5.4.1. Características del agua permeada deseada 51
5.4.2. Selección de membrana 52
5.4.3. Calculo del Número de Membranas y Tubos de Presión. 52
5.4.4. Selección de bombas 53

6. Bono de carbono 54
6.1. Gestión de la huella del carbono 56
6.2. Normas involucradas 57
6.2.1. ISO 140634 57
6.2.2. PAS 2050 58
6.3. Plan de descarbonización 59
6.4. Mercado de los bonos de carbono 60

7. Sistema de distribución de agua 63

8. Parque fotovoltaico 69
8.1. Paneles solares 69
8.2. Regulador de carga: 70
8.3. Baterías 71
8.3.1. Características de las baterías 72
8.4. Inversor 74
8.4.1. Tipos de conectores 74

8.5. Selección de elementos 75

9. Central Hidráulica de Acumulación por Bombeo(CHAB) 77
9.1. Ubicación CHAB 78
9.2. Dimensionamiento CHAB 79
9.2.1. Diámetro tuberías 80
9.3. Volumen embalse superior y energía acumulada 81
9.4. Pozo de bombeo intermedio 81
9.5. Perdida de cargas en la instalación 82
9.5.1. Zona 1 82
9.5.2. Zona 2 83
9.5.3. Turbinas 83
9.6. Potencia efectiva de las turbomáquinas 84
9.6.1. Turbinas 84
9.6.2. Bomba zona 1 84
9.6.3. Bomba zona 2 85
9.7. Potencia eléctrica 85
9.7.1. Bombeo 85
9.7.2. Turbinas 86
9.8. Elección de las turbomáquinas 86
9.8.1. Bombas 86
9.8.2. Turbinas hidráulicas 86
9.9. Motor eléctrico elegido 87
9.10. Generador eléctrico escogido 88
9.11. Cotizaciones 88
9.11.1. Capital inicial 88
9.11.1.1. Costo de tuberías 88
9.11.1.2. Costo de válvulas 89
9.11.1.3. Costo de accesorios 89
9.11.1.4. Costo de turbomáquinas 89
9.11.2. Máquinas eléctricas 90

10. Análisis Económico 91
10.1. Análisis de sensibilidad 96

11. Conclusión y Sugerencias 100
11.1. Sugerencias 100
Anexos 101

A. Informe programa PVSyst para paneles solares 102

B. Catalogo baterías panel solar 110

C. Panel Solar 112

Índice de figuras

2.1. Comuna del Huasco.Fuente: Google Maps 3
2.2. Comuna de Frierina.Fuente: Google Maps 5
2.3. Comuna de Vallenar.Fuente: Google Maps 6

3.1. Ilustración 3D general de la estructura de un panel solar. (Fuente: Solaragazine) 12
3.2. Barras colectoras y dedos de un modulo solar.Fuente: Solaragazine 14
3.3. Diagrama basico de construcción de una celda común de silicio tipo-p (mono o policristalina).Fuente: Clean Energy Reviews 15
3.4. Diagrama basico de construcción de una celda común de silicio tipo-n (mono o policristalina).Fuente: Clean Energy Reviews 15
3.5. Esquema de un panel solar. Fuente: Areatecnologia.com 16
3.6. Las celdas monocristalinas son generalmente más oscuras en color y con un patrón adiamantado. Las policristalinas tienen borde cuadrado y se ven azules. Las celdas forjadas son negras con borde cuardado, muy parecidas a las policristalinas. Fuente: Clean Energy 20
3.7. Celda trasera con emisor pasivado y campo de superficie negra local de aluminio utilizada por el fabricante Trina Solar.Fuente: Clean Energy Reviews 21
3.8. Celda Neon 2 del fabricante LG con 12 barras colectoras redondas.Fuente: Clean Energy Reviews 22
3.9. Esquema del panel Twin Peak del fabricante REC.Fuente: Clean Energy Reviews 23
3.10. Panel solar bifacial que absorve energía de la luz reflejada a través de la parte posterior de la celda.Fuente: Clean Energy Reviews, Creditos: LG Energy 24
3.11. La serie de paneles SunPower P19 usan tejas verticales y alcanzan una producción de 405 [W].Fuente: Clean Energy Reviews 25
3.12. Esquema de la celda SunPower IBC tipo-n con parte trasera de cobre que alcanza alta eficiencia sobre 22 %. Fuente: Clean Energy Reviews, credito: SunPower Corp 26
3.13. Construcción de celda Panasonic HIT que utiliza la tecnología HJT.Fuente: Clean Energy Reviews, crédito: Panasonic Corporation 27
3.14. Sistema solar común conectado a la red. La corriente continua (CC) producida por los paneles solares es convertida en corriente alterna por el inversor. La energía eléctrica puede ser usada en aplicaciones domésticas o suministrada y vendida a la red eléctrica. Fuente: Clean Energy Review 29

3.15. Esquema básico de un sistema acoplado de corriente continua u off-grid. Fuente: Clean energy Reviews 35
3.16. Esquema básico de un sistema acoplado de CA con sistemas de baterías híbrido conectado a la red.Fuente: Clean Energy Reviews 36
3.17. Diagrama básico de un sistema con baterías de corriente alterna (CA) con un sistema solar de corriente alterna, conectado a la red.Fuente: Clean Energy Reviews 37
3.18. Diagrama básico de un sistema de inversor solar hibrido con baterías de corriente contionua (CC).Fuente: Clean Energy Reviews 38
3.19. Esquema de una planta de OI energizada con energía solar FV, que incluye un sistema de OI, un sistema de almacenamiento de agua, un controlador MPPT, baterías y un inversor de CC a CA. Fuente: Clean Energy Reviews 40

4.1. Funcionamiento apr, Fuente Direccion de obras hidraulicas 42

6.1. Plan de cierre de generadoras eléctricas a carbón hasta el 2024. Fuente: Estrategia de Transición Justa en Energía. Ministerio de Energía (2019) 60

7.1. Perdidas PVC.Fuente: Material de estudio curso Bombas y Compresores. 64
7.2. Costo eléctrico vs amortización. Fuente: elaboración propia 68

9.1. Esquema de la CHAB (Fuente: Análisis Triple de Triple Impacto de Parque Fotovoltaico y Central Hidráulica de acumulación por Bombeo para energizar APR con Planta de Ósmosis Inversa en comuna de La Higuera, Región de Coquimbo) 78
9.2. Embalse Santa Juana. Fuente: google earth 79

10.1. Variación del Van con respecto a la energía vendida. Fuente: elaboración propia 96
10.2. Variación del Van con respecto al precio de venta. Fuente: elaboración propia 97

Índice de tablas

4.1. Caudal medio APR el Pino, fuente:SUSTENTABILIDAD DE ASENTAMIENTOS HUMANOS RURALES EN CHILE. ANÁLISIS DESDE LOS COMITÉS DE AGUA POTABLE RURAL – CUENCA DEL COPIAPÓ, HUASCO Y QUEBRADA TOTORAL (Y COSTERAS HASTA QUEBRADA CARRIZAL) 43
4.2. APR las tablas. Fuente: Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile 43
4.3. APR Hacienda Atacama. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile 44
4.4. APR La Tátara. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile 44
4.5. APR Buena Esperanza. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile..... 45
4.6. APR Perales Viejo. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile 45
4.7. APR Cuatro Palomas. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile..... 45
4.8. APR Imperial. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile 46
4.9. APR Chañar Blanco. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile..... 46
4.10. APR Camarones. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile 47
4.11. APR El Jilguero. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile 47

5.1. Población APR.Fuente:SUSTENTABILIDAD DE ASENTAMIENTOS HUMANOS RURALES EN CHILE. ANÁLISIS DESDE LOS COMITÉS DE AGUA POTABLE RURAL 48
5.2. Población 2021. Fuente : Elaboración propia..... 49
5.3. VAF proyectado a 20 años. Fuente : sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile 50
5.4. Q_{maxd}. Fuente: elaboración propia..... 51
5.5. Potencia de bombas.Fuente: elaboración propia 53

6.1. Bonos de carbono.Fuente: elaboración propia 62

7.1. Velocidades según diámetro. Fuente: elaboración propia..... 63
7.2. Diámetro y factor de fricción.Fuente: elaboración propia 65
7.3. TDH según diámetro. Fuente: elaboración propia 65
7.4. Potencian eléctrica según diámetro. Fuente: elaboración propia..... 65
7.5. Precios tuberías. Fuente: Elaboración propia..... 66
7.6. Valor total de cañerías. Fuente: Elaboración propia 66
7.7. Valor mano de obra.Fuente: Elaboración propia..... 66
7.8. Tarifa eléctrica. Fuente: Elaboración propia..... 67
7.9. Precio Bombas. Fuente: Elaboración propia..... 67
7.10. Valor presente. Fuente: Elaboración propia..... 67
7.11. Amortización. Fuente: Elaboración propia 68

9.1. Largo tuberías según zona. Fuente: elaboración propia..... 80
9.2. Diámetros según zona.Fuente: elaboración propia..... 80
9.3. Características del motor seleccionado. Fuente: elaboración propia 87
9.4. Motores para cada zona. Fuente: Elaboración propia..... 87
9.5. Especificaciones generador eléctrico. Fuente: elaboración propia 88
9.6. Costo tuberías.Fuente: elaboración propia..... 88
9.7. Costo Válvulas.Fuente: elaboración propia 89
9.8. Costo accesorios.Fuente: elaboración propia 89

10.1. Flujo de caja. Fuente: elaboración propia..... 92
10.2. Análisis de sensibilidad. Fuente : elaboración propia 98

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del problema

En los últimos años los efectos de las sequías han provocado graves casos de escasees de agua en Chile, considerando que Chile se encuentra entre los 10 países más vulnerables a los efectos de la crisis climática [1], puesto que cumple con siete de los nueve criterios establecidos en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Entre ellos, esta sequía propiciada por el descenso de lluvias y, por tanto, la reducción de caudales de ríos y el acceso a agua

En más de 16 regiones, el gobierno chileno ha decretado la emergencia hídrica y agrícola; el agua potable está garantizada salvo para comunas rurales, donde deberán tomar medidas más drásticas[1]

En el año 2019, los efectos de falta de lluvias son fácilmente comprobables: Las regiones de Coquimbo y Valparaíso están declaradas como zonas de emergencia agrícola y varias localidades están bajo escasez hídrica, mostrándose pérdidas importantes en la producción agropecuaria. Esta información proviene del ranking global de estrés hídrico del Instituto de Recursos Mundiales (WRI) el cual ubica al país en el lugar 24 de países con estrés hídrico extremo[1]

Aunque estos indicadores presentan la situación de la industria, no se puede dejar de considerar el efecto que tiene la sequía en las comunidades y sus habitantes. Sus impactos han quedado claros en el contexto de pandemia por el virus COVID-19: Un ejemplo claro es en Petorca, región de Valparaíso, donde “acá la gente no tiene agua para lavarse las manos y prevenir el contagio de COVID-19”, cuenta Bárbara Astudillo, investigadora de la fundación Territorios Colectivos en un reportaje al diario La Tercera en mayo de 2020

Una posible solución para este problema viene de las energías renovables variables las cuales se conocen como aquellos recursos solar y eólico, que son utilizados para la generación de energía eléctrica, y cuya presencia no es controlable por el ser humano. Específicamente,

obedecen a condiciones meteorológicas, estacionales y posicionamiento geográfico en la superficie de la tierra o cercanos a esta. Por ejemplo, los recursos solares dependen, entre otras variables, de las nubosidades y de la posición respecto al Sol. Por su parte, los recursos eólicos dependen del terreno (con particular atención en elementos que puedan bloquear el viento) y de la altura

Es por esto que el siguiente trabajado de titulo se plantea una construcción de un sistema de desalinización para obtener agua desde el mar, el cual sera alimentado mediante una granja fotovoltaica y una central hidráulica de acumulación por bombeo,los cuales, debido a su naturaleza de almacenamiento de energía y rápido despacho, se entiende que ayudan a reducir y enfrentar las variabilidades en el sistema eléctrico.

1.2. Objetivos

El objetivo central de este trabajo de título es el Análisis de factibilidad técnico económica de sistema extracción e impulsión de agua dulce del mar destinado principalmente para el consumo humano y agrícola, mediante la sinergia de energías alternativas como la solar y la de centrales hidráulicas de acumulación por bombeo, trabajo desarrollado sobre el Valle del río Huasco, en la Tercera Región. Los objetivos mas específicos del trabajo de titulo se definen a continuación:

- Analizar los alrededores, lo que involucra estudio de la geografía del territorio y su topografía local, y la investigación de la demanda actual y proyectada de agua potable rural y eventualmente de comunidades urbanas (Vallenar y Huasco) junto con comunidades agrícolas.
- Analizar la factibilidad técnica y económica de un sistema de plantas que deben actuar de forma sinergética y que incluyen: una planta desaladora, una planta impulsora de agua, una granja de paneles solares, una central hidráulica de acumulación por bombeo, sistemas de tubería y red eléctrica.
- Establecer posible localización de plantas y rutas de transporte de agua
- Estudiar el equilibrio financiero del total de la inversión y operación del sistema de plantas con la venta de agua, energía y bonos de carbono, expresado en indicadores económicos de proyectos
- Analizar efectos de sensibilización del modelo.
- Definir y establecer las condiciones de factibilidad para proyectos similares a lo largo de país.

Capítulo 2

Zona a trabajar

2.1. Huasco

La ciudad de Huasco, capital comunal, es un balneario cercano a la desembocadura del río Huasco, que destaca por sus bellas postales y por conservar aún su tranquila vida. Posee una infraestructura portuaria considerada la más importante de la Región de Atacama y dista 46 km de Vallenar, capital provincial; y 191 km de Copiapó, capital regional.

Figura 2.1: Comuna del Huasco.Fuente: Google Maps

2.1.1. Geografía

La ciudad está ubicada en el hemisferio sur de Sudamérica en la llamada Zona norte de Chile, a 28º 27’ 59"S de latitud y 71º 13’ 09.º de longitud, y una elevación promedio de 19 [msnm], está cercana a la desembocadura del río Huasco que discurre por el valle del mismo nombre.[2]

2.1.2. Hidrografía

En esta comuna está la desembocadura del río Huasco, estuario ubicado 3 km al norte de la ciudad de Huasco, cuya corriente natural de agua nace 230 km hacia el interior y es la

unión de los ríos El Carmen, El Tránsito y otros menores. Su caudal medio anual es de 6,7 m^3/s.[2]

2.1.3. Geomorfología

2.1.3.1. Puntas, islotes y penínsulas

Las ocho puntas más conocidas de norte a sur en la comuna son, la punta de Lobos (ubicación); la punta Blanca ubicada al norte de la playa Grande de Huasco; la punta Escorial, que es donde está ubicado el Faro Monumental de Huasco y lleva este nombre porque antiguamente era el vertedero de las escorias mineras de la fundición de cobre Astillero del Huasco, también a esta punta se le conoce como Puntilla; la punta Larga que está ubicada 50 m al oeste del Muelle Fiscal de Huasco; la punta Loros donde se encuentra el puerto Las Losas en la bahía Santa Bárbara; la punta Mariposa (ubicación) ubicada al sur de la península Guacolda; un poco más al sur la punta Huasco Sur (ubicación); y la punta Alcalde (ubicación) ubicada en el límite sur de la comuna, donde se pretende emplazar el proyecto energético central termoeléctrica Punta Alcalde.[2]

Los dos islotes más conocidos de la comuna son el islote Ballena que se ubica al oeste, cerca del Muelle Fiscal de Huasco, y el islote Piqueros donde se aprecia gran cantidad de lobos marinos, pelícanos y otras aves. Anteriormente se les sumaba la isla Guacolda pero en 1960 y con el propósito de crear una bahía artificial la Compañía de Acero del Pacífico la unió al continente formado la actual península Guacolda, donde está ubicada la central termoeléctrica Guacolda.

2.1.3.2. Bahías

Las dos bahías más importantes de la comuna son la bahía de Huasco que se encuentra entre punta Escorial y punta Larga; y la bahía Santa Bárbara o bahía Guacolda que está ubicada 5 km al sudoeste de la ciudad de Huasco entre punta Larga y península Guacolda, conocida por tener uno de los calados (profundidad) más grande de Sudamérica.[2]

2.1.3.3. Cerros

Los cuatro cerros más importantes de la comuna son el cerro Negro, por el color de sus rocas, que está ubicado 5 km al sur de la ciudad de Huasco; el cerro Colorado, por su color rojizo que está ubicado a los pies del anterior; el cerro Centinela ubicado al sudeste de la ciudad de Huasco, que destaca por su gran pendiente y peligrosos arenales; y el cerro La Cruz ubicada al sur de la localidad de Huasco Bajo que se caracteriza por contener en su cima las antenas repetidoras de los canales de televisión abierta.[2]

2.1.4. Demografía y vivienda

Según los datos demográficos recopilados en el censo de 2012 aplicado por el INE, la comuna en una superficie de 1601,4 km² posee una población de 9015 habitantes, de los cuales 4525 son hombres y 4490 son mujeres. El porcentaje de variación intercensal entre 2002 y 2012 es de un 13,47 % (1070 nuevos habitantes)[2]

2.2. Freirina

Freirina es una comuna y pueblo del Norte Chico de Chile, ubicada en la provincia de Huasco, región de Atacama a 179 km de Copiapó.[3]

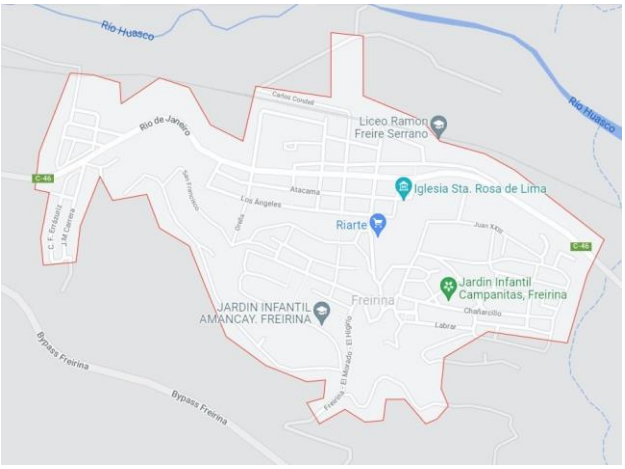


Figura 2.2: Comuna de Frierina.Fuente: Google Maps

2.2.1. Economía

En 2018, la cantidad de empresas registradas en Freirina fue de 51. El Índice de Complejidad Económica (ECI) en el mismo año fue de -0,79, mientras que las actividades económicas con mayor índice de Ventaja Comparativa Revelada (RCA) fueron Municipalidades (1318,63), Cultivo de Plantas cuyas Hojas o Frutas son usadas para Preparar Bebidas (175,98) y Reproducción y Cría de Moluscos y Crustáceos (46,68).[3]

2.2.2. Medio ambiente

El sector costero de la comuna posee un alto potencial para la producción de energía eólica. El Parque eólico San Juan, ubicado en la Estancia Chañaral de Aceituno, es un parque eólico de la comuna que contribuye a la generación de energías renovables en Chile, siendo desde su inauguración en diciembre de 2016, uno de los más grandes del norte del país. Cuenta con una potencia de 193 [MW] de generación eléctrica y se encuentra conectado al Sistema Interconectado Central (SIC).Asimismo, existe un proyecto para un parque solar, denominado

como .El Sauce", que se encuentra en evaluación ambiental y se espera su construcción para el año 2020.[3]

2.2.3. Localidades

La comuna de Freirina alberga el pueblo del mismo nombre; las aldeas Vicuña Mackenna y Maitencillo; los caseríos Carrizalillo, Las Tablas, Santa Teresa, las haciendas Atacama y Nicolasa, las caletas Chañaral, Los Burros y Guzmán; Tatara, Los Bronces, Las Bandurrias, Playa Mamani, La Chépica, Peñas Blancas, Agua La Zorra, Carrizal Alto y Capote.

2.3. Vallenar

Vallenar es una ciudad y comuna del Norte Chico de Chile, capital de la Provincia de Huasco en la Región de Atacama, ubicada a 147 kilómetros (91 mi) de Copiapó, la capital regional.Se encuentra en el fondo del cajón del Río Huasco y tiene una población aproximada de 51 917 habitantes, de acuerdo con el censo de 2017.[4]

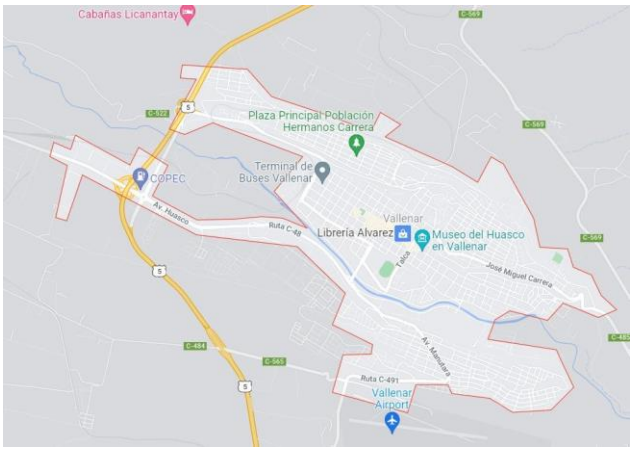


Figura 2.3: Comuna de Vallenar.Fuente: Google Maps

2.3.1. Economía

Desde la fundación de la ciudad una de sus principales actividades económicas ha sido la minería que hasta el día de hoy destacando la extracción de Hierro, la agricultura y la generación de electricidad mediante energías renovables, principalmente solar y eólica.

En 2018, la cantidad de empresas registradas en Vallenar fue de 676. El Índice de Complejidad Económica (ECI) en el mismo año fue de 0,84, mientras que las actividades económicas con mayor índice de Ventaja Comparativa Revelada (RCA) fueron Extracción de Minerales de Hierro (509,05), Servicios en Cementerios (35,88) y Industrias Básicas de Hierro y Acero (35,04).[4]

2.3.1.1. Minería

Vallenar cuenta con una diversa cantidad de recursos mineros y las actividades relacionadas al rubro son una fuente importante de ingresos para los habitantes de la comuna. Los minerales más extraídos en las mina que se ubican dentro del área comunal son el cobre, el molibdeno, el hierro, el oro y la plata.[4]

2.3.2. Medio ambiente

La comuna posee un alto potencial para la generación de energías renovables en Chile. Siguiendo esa línea, fueron inaugurados parques solares dentro del área comunal, entre los que destacan el Parque Solar Fotovoltaico El Romero, con una capacidad instalada máxima de 246 MW conectada al Sistema Interconectado Central (SIC), que al momento de su inauguración en noviembre de 2016, se convirtió en la planta de energía solar fotovoltaica más grande de Latinoamérica.En noviembre de 2018 fue aprobado el proyecto para la construcción del Parque Solar Sol de Vallenar, con una potencia de 250 MW. También destaca el incremento del autoconsumo fotovoltaico en viviendas y establecimientos públicos, propiciado por la Ley 20.571 de Generación Ciudadana.[4]

2.3.3. Localidades

La comuna de Vallenar alberga las aldeas Domeyko y la hacienda La Compañía; los caseríos Buena Esperanza, Cuatro Palomas, Cachiyuyo, Incahuasi, Quebrada El Jilguero, La Posada, Camarones, Perales Viejos, Las Porotas, Chañar Blanco, El Escorial, Santa Juana, Agua Amarga, Estación Romero, El Zancudo, Aeródromo, Carretera Panamericana, Campamento Desvío Norte y Cavancha.[4]

Capítulo 3

Marco teórico y estado de arte

3.1. Energías primarias y secundarias

La energía primaria se refiere a todas las fuentes de energía naturales en su forma original e inalterada. El término energía primaria incluye energías renovables como la energía solar, la energía eólica e hidráulica, la energía geotérmica, la energía mareomotriz y la biomasa (materiales animales y vegetales como la madera), pero también los depósitos de carbón natural, gas natural, petróleo y uranio.

Si la energía primaria se convierte o procesa, se llama energía secundaria. Para que la energía primaria se pueda utilizar como energía secundaria, el procesamiento suele conllevar pérdidas de energía. En algunos casos, sin embargo, la energía también se obtiene procesando la energía primaria, ya que la fuente de energía se vuelve más utilizable. Un ejemplo de esto es el secado de la madera antes de la combustión. Si la energía secundaria se pone a disposición del usuario final, por ejemplo en forma de electricidad desde el enchufe, esto se denomina energía útil o final. Durante la transferencia al punto de retiro, las pérdidas debidas a la transferencia generalmente deben esperarse una vez más.[1]

3.2. Generación eléctrica

la generación eléctrica desde el punto de vista físico, se describe como: transformar la energía primaria, encontrada en el medio ambiente, en electricidad por una parte y "perdidas" por otra. La última corresponde a la fracción de la energía que se pierde de la planta de generación como calor inútil, lo cual se conoce como efecto Joule, el cual es un fenómeno irreversible por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los constantes choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. El movimiento de los electrones en un alambre es desordenado; esto provoca continuas colisiones con los núcleos atómicos y como consecuencia, una pérdida de energía cinética y un aumento de la temperatura en el propio alambre.

Cuando se pierde calor, las plantas de generación tienen una producción o eficiencia de entre 20 % y 55 % cuando. Cuando el calor de deshecho es valorizado o reutilizado, se habla de cogeneración. Uno de los usos más comunes de la cogeneración es para calefacción, o acondicionamiento térmico y no para generación eléctrica. La producción o generación eléctrica, requiere de:

- Unidad de conversión de energía, denominada planta de poder o generadora
- Una fuente de energía: carbón, gas, petróleo, isotopos radioactivos (nuclear), caída de agua o un flujo de agua con velocidad importante, viento, radiación solar, calor de la tierra (geotermia), biomasa, u otra energía disponible en el ambiente
- Un sistema para administrar los residuos (gases, cenizas, desechos radiactivos)
- Una red eléctrica para entregar la energía eléctrica

Actualmente se está impulsando a nivel mundial la generación distribuida. lo que permite ahorrar en costos de transporte de la energía (primaria o eléctrica). En combinación con fuentes renovables, es una alternativa bastante interesante para el desarrollo de sistemas energéticos.[1]

3.3. Energías renovables

Son aquellas que provienen de fuentes consideradas inagotables, y que se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento no se consumen a escala humana, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse en el tiempo. Entre estas fuentes de energía se consideran la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. De igual forma, dependiendo de su modo de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica y los biocombustibles.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la predominancia en los mercados energéticos en que presenten.

Dentro de las convencionales, la más importante hasta la fecha es la hidráulica a gran escala. Por otra parte, en el ámbito nacional, se definen como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía de los mares. Si bien es una concepción muy establecida en la actualidad, no es de extrañar que dada la notable entrada y establecimiento de algunas de las antes mencionadas, es posible que en algún momento se conviertan en convencionales, como puede ser el caso solar, de amplio desarrollo en los últimos años

A continuación se detallara las fuentes de energías renovables mas comunes:

3.3.1. Ríos

Cuando la energía radiante proveniente del Sol eleva la temperatura de los océanos y de las grandes masas de agua se activa lo se conoce como ciclo hidrológico. En dicho ciclo, el agua que se evapora es trasladada hasta regiones continentales más elevadas, desde donde precipita en forma de lluvia o nieve, principalmente. Cuando esta agua desciende, por efecto de la energía potencial gravitatoria, da origen a cauces de agua conocidos como ríos. Cuando el fluido del río se mueve se produce energía cinética; y cuando dicha agua se almacena en una represa se retiene en forma de energía potencial gravitatoria, que se utiliza para generar energía hidroeléctrica, es decir, energía eléctrica que se obtiene a partir de la transformación de la energía potencial y cinética del agua.

3.3.2. El movimiento del océano

El movimiento del oleaje de los océanos se produce principalmente como consecuencia de los vientos y tormentas. Por otro lado, las mareas se originan por efecto de la atracción gravitacional de la Luna y el Sol. Hoy en día, se han desarrollado una serie de tecnologías capaces de obtener energía eléctrica de esta fuente. Dicha energía es conocida como energía marina: mareomotriz (cuando aprovecha la energía de las mareas), undimotriz (cuando utiliza la energía del oleaje) y conversión térmica (OTEC, Ocean Thermal Energy Conversion) (cuando se aprovecha la energía térmica del sol absorbida por los océanos).

3.3.3. Viento

La forma esférica de nuestro planeta posibilita que la energía proveniente del Sol se distribuya de manera irregular sobre la atmósfera, los océanos y la superficie terrestre. En consecuencia, existen regiones que reciben más energía y otras que reciben menos. Cuando ciertas zonas de la atmósfera se calientan menos que otras, se produce el movimiento de las grandes masas de gas que la conforman y, con ello, se da origen a los vientos (cuando los movimientos del aire son horizontales) y a las corrientes de aire (cuando los movimientos son verticales). Esta fuente de energía ha sido utilizada desde la Antigüedad para mover embarcaciones en los océanos o para hacer girar los molinos de viento. La energía asociada a esta fuente renovable se conoce como energía eólica

3.3.4. El sol

Como ya mencionamos, casi la totalidad de la energía que permite los procesos de nuestro planeta proviene de forma directa o indirecta del Sol. El Sol es una estrella cuya energía se produce a partir de la fusión nuclear, en que los átomos de hidrógeno se fusionan para generar átomos de helio. En este proceso se libera una gran cantidad de radiaciones, dentro de las que se encuentran la radiación infrarroja, que eleva la temperatura de la superficie terrestre, y la luz visible, que permite una serie de procesos biológicos necesarios para sustentar la vida en la Tierra. A la energía que es aprovechada de manera directa del Sol se le denomina energía solar.

3.3.5. Materia orgánica

La materia orgánica también almacena la energía proveniente del Sol, en forma de energía química. Las plantas y algunos microorganismos son capaces de almacenar la energía del Sol a partir del proceso de fotosíntesis, en el que se emplea la luz solar, el agua y el CO2 presente en la atmósfera, para formar moléculas basadas en carbono, hidrógeno y oxígeno.

También son fuentes de materia orgánica los residuos animales, industriales, agrícolas, forestales, urbanos y de aguas residuales. La energía que se obtiene de dicha fuente se llama energía de biomasa

3.3.6. El calor interno de la tierra

La temperatura de las capas inferiores de la Tierra -manto y núcleo- es muy elevada, producto, principalmente, del decaimiento de materiales radiactivos en su interior, como el uranio y el potasio, entre otros. Las altas temperaturas ascienden en las fracturas de la corteza terrestre y se manifiestan en forma de géiseres, fumarolas, pozos de lodo hirviendo, volcanes y fuentes termales. En ciertas regiones este calor interno de la Tierra es utilizado para producir electricidad. A la energía asociada a esta fuente se le llama energía geotérmica

3.4. Generación de energía electrica con paneles solares

El despliegue de las tecnologías de ER alrededor del planeta se mantiene aumentando a medida que los efectos del cambio climático demandan mas atención mayor atención y acción y son un problema para el futuro cercano.

En 2019, según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en ingles) la generación eléctrica solar fotovoltaica (FV) aumentó en 22 % (+131 [TWh]), alcanzando 720 [TWh] de generación, y representa el segundo mayor crecimiento absoluto en generación eléctrica de todas las tecnologías renovables, por poco detrás de la generación eólica con 137 [TWh] y adelante la hidroelectricidad con 130 [TWh]. A pesar de la desaceleraci´pon en el crecimiento debido a cambios en las políticas e incertidumbre en China (el mercado mundial más grande de generación FV), 2019 fue un año record en el crecimiento de la capacidad instalada de FV. A medida que la competitividad continúa mejorando, la FV sigue en la ruta para alcanzar los niveles visualizados por los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), los que requieren un crecimiento anual promedio de 15 % entre 2019 y 2030.[1]

3.4.1. Sistema de paneles solares

Un sistema de paneles solares es un conjunto interconectado (a menudo llamado una matriz), de celdas o células solares fotovoltaicas que (1) capturan la energía que emana del sol en forma de fotones; y (2) transforma esa energía solar directamente en electricidad. La cantidad de electricidad producida, medida en voltios o vatios, varía de acuerdo al sistema y

el tipo de célula solar.

Cada panel solar individual (también llamado un módulo) en la matriz consiste en un grupo de células solares empaquetadas juntas en un cuadro de metal. Normalmente hay 60, 72, 96 o 104 células solares en un solo panel solar.

Figura 3.1: Ilustración 3D general de la estructura de un panel solar. (Fuente: Solaragazine)

La electricidad producida con un panel es de corriente continua (CC), por lo que debe se convertida a corriente alterna (CA), para esto se utilizan inversores. Por lo general se conectan varios paneles a un mismo inversor. El número de paneles por inversor dependerá de la configuración. Cuando es requerido, se deben hacer arreglos de varios inversores para entregar la electricidad como corriente continua.

Alternativamente, algunos módulos fotovoltaicos tienen un inversor ya incorporado. Estos se denominan módulos de CA. El cableado es mucho más sencillo con los módulos de CA.

Los inversores son requeridos en casi todos los sistemas de paneles solares, excepto en situaciones que se requiera consumo de corriente continua.

Muchas veces los sistemas fotovoltaicos son configurados con sistemas de acumulación de energía, generalmente en baterías, descritas más adelante. Otra alternativa de acumulación es la central hidráulica de acumulación por bombeo. Cualquier sistema de acumulación permite hacer uso de la energía generada por los paneles solares en los momentos en que no es posible

la generación solar, como en las horas de noche o extrema nubosidad.

Generalmente se diferencian dos sistemas de paneles solares. En primer lugar, se encuentran los conectados a la red eléctrica convencional sin sistema de acumulación, conocidos como on-grid, por el termino en inglés. En estos, la energía generada puede ser consumida directamente o entregad a la red convencional. En segundo lugar, se identifican los sistemas con acumulación, ya sea conectados o desconectados de la red, híbridos u off-grid, respectivamente.

Los sistemas off-grid e híbridos son más complejos pues requieren paneles solares y sistemas de baterías. Por esto, se requieren múltiples inversores, pues se necesita uno para los paneles y un inversor y controlador de carga para la batería, para administrar la conexión a la red y la carga y descarga de las baterías. [1]

3.4.2. Celdas solares fotovoltaicas

La mayoría de las celdas solares fotovoltaicas, de ahora en adelante celdas fotovoltaicas o simplemente celdas, son elaboradas usando tabletas de silicio cristalino. Las tabletas pueden ser de dos tipos principales, monocristalinas (mono) o plicristalinas, también conocidas como multicristalinas. El tipo más eficiente son las monocristalinas las cuales son elaboradas a través del proceso llamado Czochrlaski. Sin embargo, la tecnología más reciente de celdas de heterounion o HJT se han vuelto más populares debido al aumento en la eficiencia y su rendimiento mejorado en condiciones de alta temperatura

3.4.2.1. Proceso de elaboración

El silicio es extraído de un tipo de arena especial llamada arena de sílice, o dióxido de silicio, usualmente hecho de rocas de cuarzo molido. La arena de silice es purificada usando un proceso llamado soldadura al arco con carbono (CAW por sus siglas en inglés), el cual extrae el oxigeno no deseado, para luego ser procesado y convertirse casi en silicio 100 % puro. En esta etapa se tiene la forma más puro de silicio policristalino la cual no tiene propiedades de transferir corriente eléctrica. El silicio puede ser dopado con trazas de boro o fósforo para convertirlo en silicio policristalino tipo-p o tipo-n respectivamente.

El silicio dopado con fósforo se llama tipo N (por «negativo» porque tiene un exceso de electrones).

El silicio dopado con boro se denomina tipo P (para «positivo» porque tiene un déficit de electrones).

Cuando se construye de esta manera con una sección tipo N al lado de una de tipo P, la célula solar se denomina de unión simple, lo que significa que sólo tiene una unión p-n. Para fabricar tabletas mas eficientes monocristalinas, el silicio dopado es transformado en lingotes

solidos. A través del proceso Czochralski, se derrite el silicio policristalino a alta presión y temperatura y lentamente el grano del material crece hasta convertirse en un solo lingote de cristal monocristalino.

El proceso básico consiste en las siguientes etapas:

1. Arena de sílice es purificado hasta 99 % de pureza usando el proceso de CAW.
2. El silicio es refinado aun más hasta alcanzar casi 100 % de pureza.
3. El silicio es dopado con boro(tipo-p) o fosforo (tipo-n).
4. El silicio es extraído hacia un lingote usando el proceso Czochralski.
5. El lingote cilíndrico es cortado con un alambre de diamante para formar tabletas cuadradas muy delgadas.
6. Las tabletas son recubiertas con una delgada lamina de silicio tipo-p o tipo-n para formar la unión p-n y así la celda fotovoltaica.
7. Una capa antirreflejo es añadida y los dedos metálicos son impresos en la celda.
8. Se agregan colectores de cinta o de cable delgado (MBB).

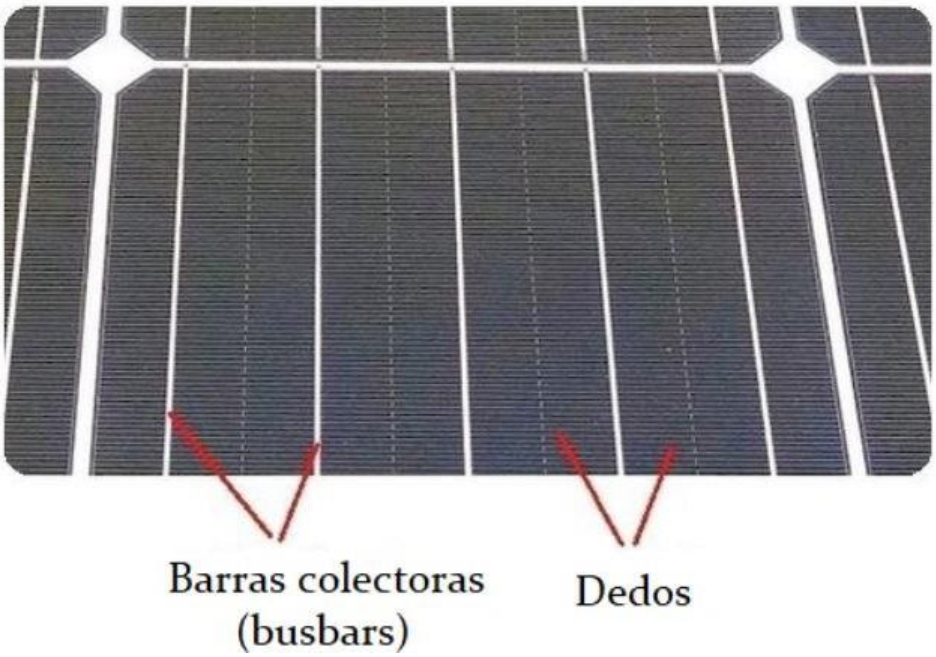


Figura 3.2: Barras colectoras y dedos de un modulo solar.Fuente: Solaragazine

Tanto las celdas tipo-p como tipo-n son unidas creando lo que se conoce como unión p-n. La unión crea un campo eléctrico que facilita el flujo de electrones cuando la radiación pasa a través de la celda.

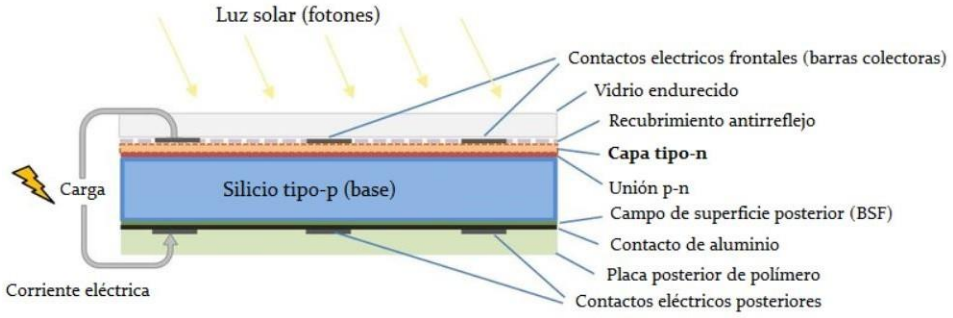


Figura 3.3: Diagrama basico de construcción de una celda común de silicio tipo-p (mono o policristalina).Fuente: Clean Energy Reviews

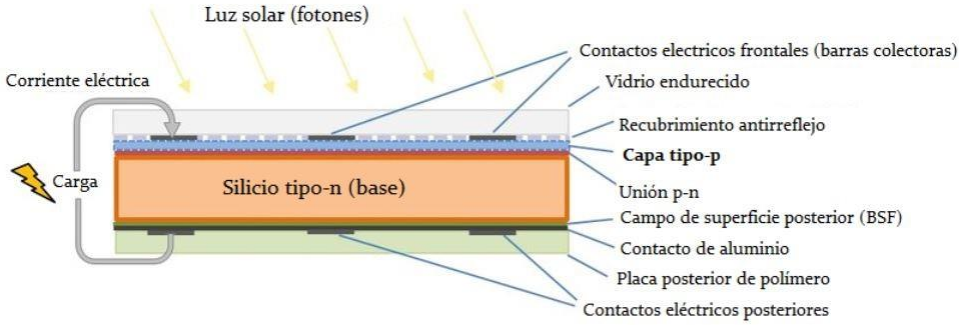


Figura 3.4: Diagrama basico de construcción de una celda común de silicio tipo-n (mono o policristalina).Fuente: Clean Energy Reviews

Cuando el silicio dopado absorbe parte de la energía del sol, desplaza algunos electrones libres en el proceso. En el campo eléctrico de un sistema de paneles solares, los electrones se dirigen para que fluyan en una dirección, estableciendo una corriente eléctrica.

El campo eléctrico de la célula solar causa voltaje. El producto matemático de la corriente y el voltaje es la potencia, que produce energía y puede ser utilizado como energía eléctrica útil para distintas aplicaciones, como energizar aparatos electrónicos, mover vehículos eléctricos, y encender luminarias entre, entre otros.

3.4.2.2. Otros componentes del panel solar

El panel solar está compuesto de un número determinado de celdas según la aplicación. También se componen de otros elementos además de las celdas, los que le dan integridad y resistencia mecánica, así como a las condiciones climáticas.

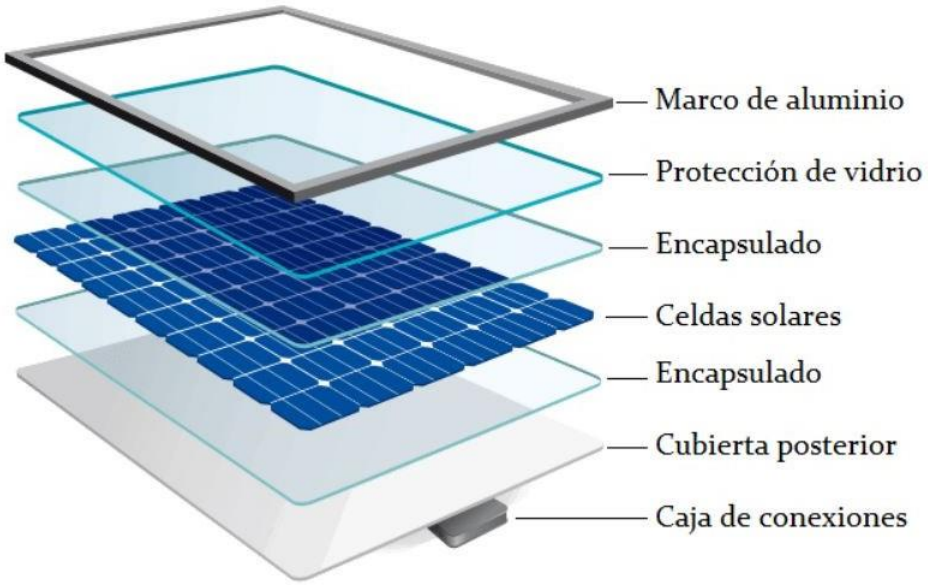


Figura 3.5: Esquema de un panel solar. Fuente: Areatecnologia.com

Los cristales de silicio de las células solares se agrupan dentro y se cubren con vidrio para proteger todos los componentes de las condiciones climáticas. Son elaborados de laminas de vidrio templado de 3.0 a 4.0 [mm] y son diseñadas para aguantar cargas mecánicas y cambios extremos de temperatura. El estándar mínimo es que deben poder soportar impactos de piedras de 25 [mm] de diámetro viajando hasta 27 [m/s].

Alrededor del panel se coloca un marco de aluminio el cual juega un rol importante en proteger los bordes de las laminas de protección de vidrio junto con proveer una estructura para el montaje. El marco de aluminio extruid esta diseñado para ser extremadamente liviano, firme y capaz de resistir cargas extremas producto del viento y fuerzas externas.

El encapsulado de las celdas es fabricado en etilvinilacetato (EVA), un polímero altamente transparente especialmente diseñado para proteger la celda y mantenerla en su lugar. El encapsulado debe ser extremadamente duradero y tolerante a temperaturas extremas y a la humedad ya que juega un rol importante en la vida útil y el rendimiento del panel, protegiéndolo de la humedad y la suciedad. Provee además de absorción de impactos y protege los cables de interconexión de las vibraciones e impactos. Las celdas son encapsuladas en EVA antes de ser protegidas con vidrio.

La cubierta posterior es la última capa del panel solar la cual actúa de barrera contra la humedad y para proteger de las cargas mecánicas y eléctricas. Están elaborados de varios polímeros o plásticos, incluidos el polipropileno (PP), tereftalato de polietileno (PET) y polifluoruro de vinilo (PVF) que ofrecen distintos niveles de protección. Algunos paneles,

como los bifaciales o sin marco usan una segunda capa de vidrio en vez de cubierta posterior. Esta configuración los hace mas durables y ofrecen mayor vida útil, con algunos fabricantes ofreciendo hasta 30 años de garantía en el desempeño de los paneles de doble vidrio.

La caja de conexiones es un compartimiento progetido del clima ubicado en la parte posterior del panel. Es requerido para asegurar la unión de los cables para la interconexión de los paneles. La caja de conectores es importante pues es la parte central donde todas las celdas se interconectan. Las cajas de conexión también contienen el diodo de bypass, requeridos para proteger la corriente que fluye cuando algunas celdas están sombreadas o con suciedad. Los diosos solo permiten el flujo de corriente en una dirección. Desafortunadamente los diodos pueden fallar con el tiempo y pueden requerir un recambio, por lo que la caja de conectores se pude abrir para hacer mantención. Los paneles más modernos poseen diodos más avanzados y de larga duración por lo que algunas cajas de conexiones no pueden abrirse.

Casi todos los paneles solares son conectados utilizando una conexión resisnte al clima llamados conectores MC4 que es un conector multicontacto de 4 [mm] de diámetro. Debido a las extremas condiciones climáticas a las que pueden estar expuestos los paneles, estos conectores deben ser robustos, seguros, resistentes a la radiación UV y mantener una buena conexión con baja resistencia, tanto a baja como alta tensión (hasta 1000 [V]).

Los conectores son diseñados para ser utilizados con cables de uso solar de corriente continua de doble aislación estandarizados para 4 y 6 [mm] de baja resistencia eléctrica. Para la instalación correcta se utiliza una herramienta de prensa especial para conectar los cables al terminal el cual es insertado dentro de la cubierta del conector MC4.

3.4.2.3. Tipos de celdas solares

Hasta la fecha, la tecnología de celdas solares ha pasado por tres etapas diferenciadas: la primera generación (1G) basada en silicio cristalino (cSi), la segunda generación (2G) basada en laminas degladas (TF) de semiconductores inorgánicos, y la tercera generación (3G) de tecnologías emergentes. Los productos basados en silicio (Si) incluyen las tecnologías de celdas monocristalinas (m-cSi) y policristalinas (p-Csi); heterounión hibrida con lamina delgada intrínseca (HJT) y las celdas con tecnología bifacial .

Las celdas m-cSi tienen alrededor de 5 % más eficiencia que las p-cSi, pero debido a su complicado proceso de producción y costos asociados, las celdas policristalinas dominaban el mercado la tecnología basada en silicio, al menos para 2016 (56 % p-cSi y 36 % m-Csi). Las celdas HIT tienen un precio competitivo comparado con las alternativas m-cSi y p-cSi, con una eficiencia de conversión de energía alcanzando 26,6 % (la mas alta para las tecnologías basadas en Si).

Una alternativa reciente a las celdas basadas en silicio es la tecnología bifacial, la cual se basa en una celda especial que permite que la luz entre por ambas caras de la celda, es

decir por delante y por detrás, para producir corriente. Algunos estudios muestran que las contribuciones de radiación producto del albedo en la parte posterior de la celda puede ser considerable a la cantidad de generación.

Alternativamente, las tecnología de lamina delgada se basan en celdas solares de silicio amorfo (a-Si), telururo de cadmio (CdTe) y seleniuro de galio, indio y cobre (CIGS). Las celdas a-Si se desarrollaron en un intento para disminuir los costos, sin embargo, tiene bajas eficiencias (alrededor de 10 % para la mayoría de los productos comerciales) y sufren de degradación producto de la radiación lumínica, por lo que han sido desplazadas a una tecnología independiente por las alternativas de la 2G como las celdas de CdTe y CIGS. En tema de costos, la tecnología a-Si es típicamente más barata que los modulos CdTe o CIGS, y los módulos HIT son típicamente más caros que los cSi estándar.

3.4.2.4. Últimas tecnologías

La mayoría de los fabricantes ofrecen un rango de modelos incluidas las variedades mono y policristalinas con varias capacidades nominales y condiciones de garantía.

Una medida de lo bien que los paneles solares absorben la luz solar y la convierten en energía eléctrica se llama eficiencia. La luz viaja en diferentes longitudes de onda de diferentes niveles de energía a través de las bandas del espectro electromagnético, y no todo es absorbido por un panel solar.

El uso de diferentes materiales en los paneles solares con una brecha de banda baja aumentaría el número de fotones absorbidos y, en consecuencia, la corriente. Pero también reduciría el voltaje del panel. Dado que la potencia es igual a la corriente multiplicada por el voltaje, hay un equilibrio entre la selección de materiales y la fuerza del campo eléctrico en el desarrollo de los paneles solares.

Además del material de un panel solar que resulta en una cierta pérdida de energía, existe el problema de la resistencia interna de un material (llamada resistencia en serie). El silicio, como semiconductor, no conduce la corriente eléctrica tan bien como los metales. De hecho, su resistencia en serie es bastante alta. Esto se traduce en otra fuente de alta pérdida de energía.

La eficiencia de los paneles ha aumentado sustancialmente en los últimos años gracias a los avances en la tecnología FV. Aquí se incluyen:

- PERC – Celda trasera y emisor pasivado.
- Bifacial – Paneles y celdas con doble cara
- Multi Busbar – Barras colectora multi cinta y multi cable
- Split cells – Celdas divididas en mitades o tercios

- Shingled Cells – Celdas traslapadas
- IBC – Celdas interconectadas posteriormente
- HJT – Heterounión hibrida con lamina delgada intrínseca
- Dual Glass – Vidrio doble sin marco

Estas innovaciones, que se explicarán en breve, ofrecen varias mejoras en la eficiencia, como tolerancia a la sombra y mayor fiabilidad, por lo que los fabricantes están ofreciendo 25 años de garantía para los productos y de 25 a 30 años de garantía para el desempeño.

3.4.2.5. Celdas poli, mono y mono-forjadas

El debate sobre cual de este tipo de celdas ya se acabó. Las celdas monocristalinas son superiores en comparación a las policristalinas. Las celdas monocristalinas (mono) son más eficientes al ser cortadas desde un lingote puro de cristal. En el pasado, el elevado costo de las celdas mono llevó a preferir las polis. Sin embargo, en los últimos años el costo de las celdas monocristalinas disminuyó significativamente y volvió a llamar el interés de los fabricantes.

Las celdas policristalinas, conocidas también como multicristalinas o multi, son usualmente elaboradas de lingotes forjados a partir de un material cristalino multifacético, es decir, que el grano crece en múltiples direcciones. Son más baratos en su producción pero ofrecen una eficiencia un poco menor debido a las ineficiencias que ocurren en el borde del grano. Las celdas poli aun son ampliamente utilizadas y bastante confiables, pero como se explicará más adelante, las celdas mono siguen siendo consideradas superiores dada su mejor eficiencia y coeficiente de temperatura más bajo.

Las ledas monocristalinas forjadas, también conocidas como celdas quasimonocristalinas, son elaboradas a partir de un proceso similar a las policristalinas. El proceso de fabricación es menos intensivo en energía lo que reduce el costo de elaboración de celdas mono. Sin embargo, las celdas mono-forjadas son un poco menos eficientes comparadas con las mono tradicionales, las que además requieren más tiempo en su producción. Las celdas quasimonocristalinas están en el mercado hace varios años pero solo recientemente han sido adoptadas por las empresas fabricantes más grandes, como Canadian Solar, Jinko (más información sobre las principales empresas más adelante).

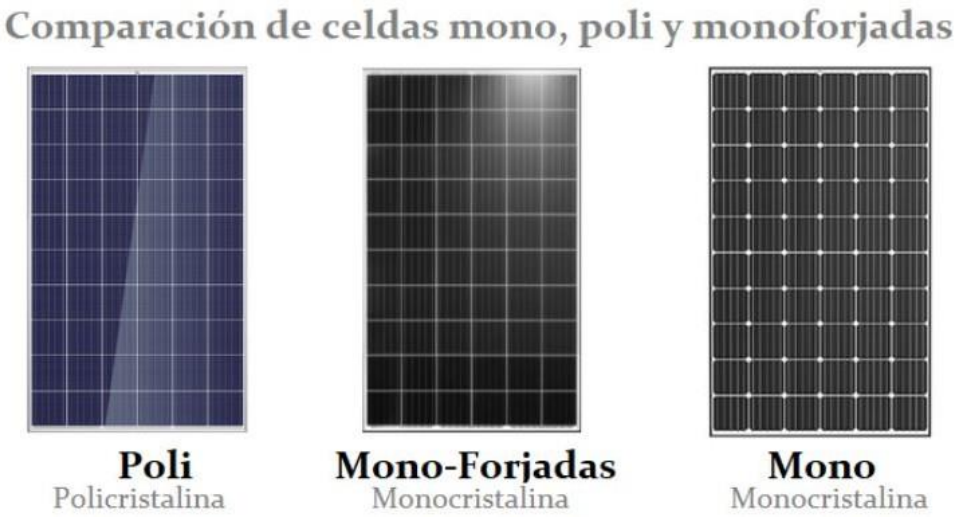


Figura 3.6: Las celdas monocristalinas son generalmente más oscuras en color y con un patrón adiamantado. Las policristalinas tienen borde cuadrado y se ven azules. Las celdas forjadas son negras con borde cuardado, muy parecidas a las policristalinas. Fuente: Clean Energy

El beneficio inherente de las celdas de silicio monocristalino es debido a su estructura cristalina uniforme libre de bordes de grano y baja impureza a través de su proceso único de manufacturación. Las celdas mono tienen un índice de degradación inducida por luz (LID por sus siglas en inglés) relativamente bajo en comparación a las otras y un coeficiente de temperatura mejor, como se indicará a continuación. En comparación, las celdas poli tienen borde de grano o de cristal muy pequeño que actúan como barrera de interacción y disminuyen la eficiencia. Las celdas poli aunque tienen alta confiabilidad y buena durabilidad, son susceptibles a formar microgrietas después de muchos años de uso.

3.4.2.6. PERC – Celda pasivada

Durante los últimos años, la tecnología PERC ha emergido como la tecnología preferida por los fabricantes en celdas mono y policristalinas. PERC viene del ingles Passivated Emitter and Rear Cell (emisor pasivado y celda trasera) es la arquitectura de celda más avanzada que usa capas adicionales en la parte posterior de la celda para absorber más fotones de luz y aumentar la “eficiencia cuántica”. Una tecnología común de PERC es la “local Al-BSF” o campo de superficie negra local de aluminio. Sin embargo, muchas de estas variaciones han sido desarrolladas como PERT (passivated emitter rear tottaly diffused, o emisor pasivado posterior totalmente difuso) y PERL (passivated emitter and rear locally diffused, o emisor pasivado posterior localmente difuso). Esta tecnología es actualmente utilizada por la gran mayoría de fabricantes en el mundo.

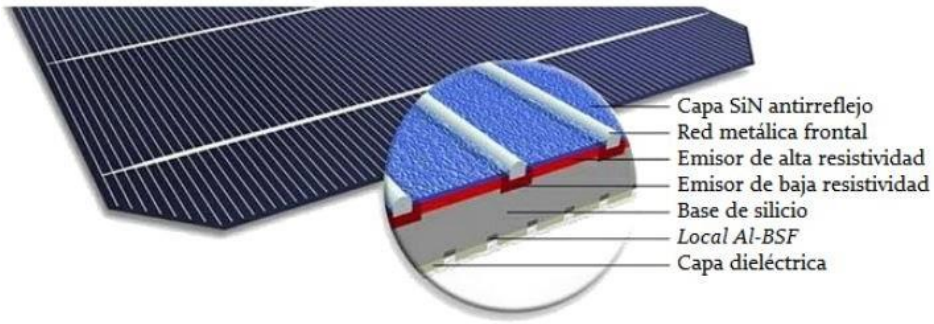


Figura 3.7: Celda trasera con emisor pasivado y campo de superficie negra local de aluminio utilizada por el fabricante Trina Solar.Fuente: Clean Energy Reviews

Las empresa Q Cells fue la primera en incorporar la tecnología PERC en celdas multi-cristalinas pero utilizan el nombre de Q.antum en su rango de módulos PERC. Jinko solar recientemente alcanzó el record de eficiencia con 24,79 % con una celda monocristalina PERC tipo-n. Las celdas mono PERC son las más populares y eficientes con la mayoría de los fabricantes, incluidos Winaico, Trina, Solar, Q cells, LONGi Solar, Jink Solar, Risen y JA Solar todos usando la arquitectura PERC.

3.4.2.7. MBB – barras colectoras multi cinta y multi cable

Las barras colectoras son cables o cintas delgadas que corren a través de las celdas y llevan los electrones, es decir, la corriente, por el panel solar. Mientras las celdas FV se han vuelto más eficientes, a la vez generan más corriente y en los últimos años los fabricantes se han cambiado de 3 barras colectoras a 5 o 6. Varios productores como LG Energy, REC, Trina Solar y Canadian Solar han ido un paso más allá y han desarrollado sistemas multi barra colectora (MBB, por las siglas en ingles de multi-busbar) usando de 12 a 16 cables muy finos de sección circular en vez de barras colectoras planas.

El problema con las barras colectoras de cinta plana es que producen sombra sobre una parte de la celda lo que disminuye un poco el desempeño, por lo que deben ser cuidadosamente diseñadas. Por otro lado, múltiples cables colectores redondos entregan menor resistencia y un camino mas corto para que los electrones viajen entre los “dedos” alcanzando así un mayor rendimiento. La tecnología MBB presenta a demás la ventaja de que si ocurren micro fracturas debido al impacto, cargas pesadas o personas caminando sobre los paneles, más barras colectoras ayudan a reducir la probabilidad de que se desarrollen fracturas en lugares calientes pues entregan caminos alternativos para el flujo de la corriente.

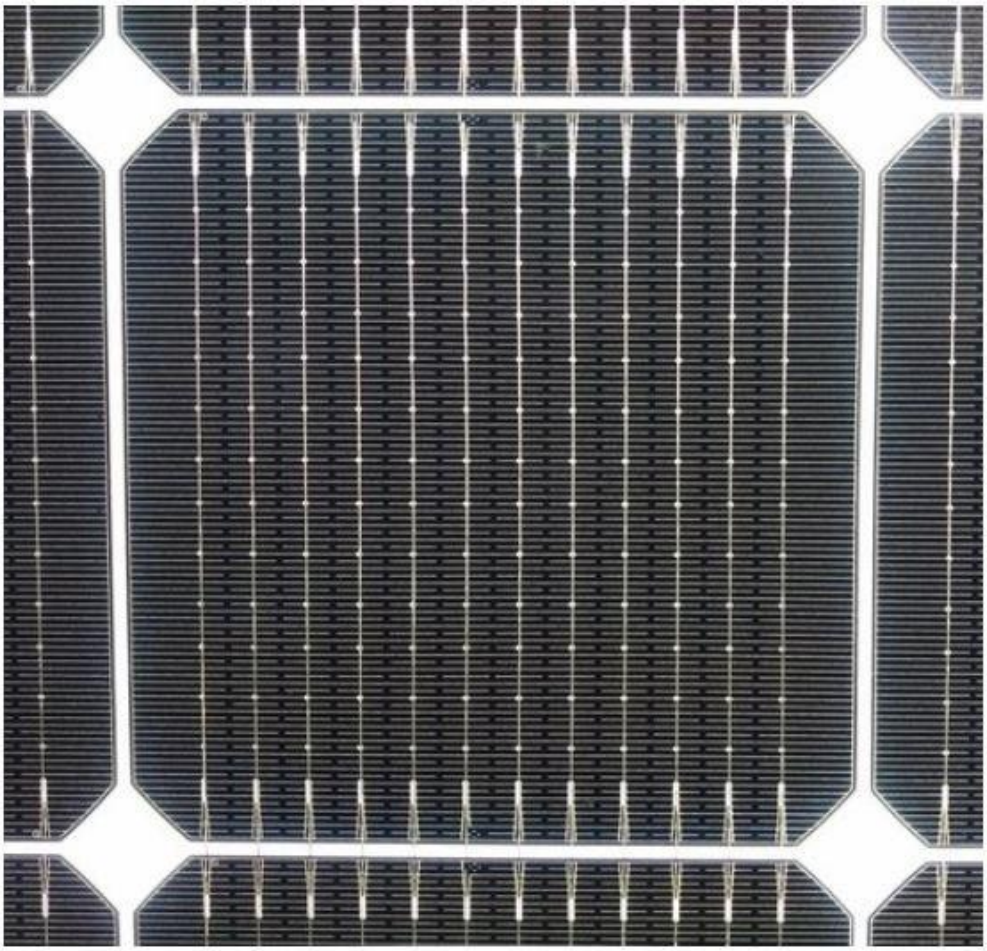


Figura 3.8: Celda Neon 2 del fabricante LG con 12 barras colectoras redondas.Fuente: Clean Energy Reviews

3.4.2.8. Módulos divididos con media celda

La mayoría de los fabricantes lideres han cambiado a celdas cortadas a la mitad o de la mitad del tamaño en vez de las celdas cuadradas de tamaño regular. Esto convierte un panel tradicional en dos paneles distintos con 50 % de capacidad cada uno y que trabajan en paralelo. Esto tiene múltiples beneficios incluido el amento de desempeño debido a menores pérdidas resistivas a través de las barras colectoras de corriente. Más recientemente, algunos fabricantes han comenzado a producir paneles extra grandes de celdas cuadradas de 210 [mm] las que permiten que las celdas puedan ser cortadas en tres secciones, conocidas como celdas 1/3. Este formato de celdas se usan para fabricar paneles de alta potencia con hasta 600 [W].

Dado que cada celda es la mitad de una regular, produce la mitad de la corriente al mismo voltaje, lo que significa que el ancho de las barras colectoras puede ser reducido a la mitad, reduciendo a su vez la sombra producida por la misma, las perdidas, y aumentando

la eficiencia. Menor corriente también se traduce en menores temperaturas, lo que a su veces reduce la probabilidad de formación y la severidad de puntos calientes producto de sombra localizada, mugre o daño de la celda. Además, los cables a una menor distancia del centro del panel desde la parte superior e inferior aumentan la eficiencia e incrementan la entrega de poder alrededor de 20 [W] en comparación con un panel normal.

Otro beneficio susbtancial es que las sombras parciales en la parte superior o inferior del panel no reducen la entrega de potencia en en comparación a celdas convencionales de tamaño completo. Esto es debido a que la sección superior e inferior están conectadas en paralelo y actúan como paneles más pequeños individuales. Durante la sombra parcial, el voltaje se mantiene y las perdidas de corriente se reducen a la mitad, significando un mejor rendimiento cuando están afectadas por sombra.

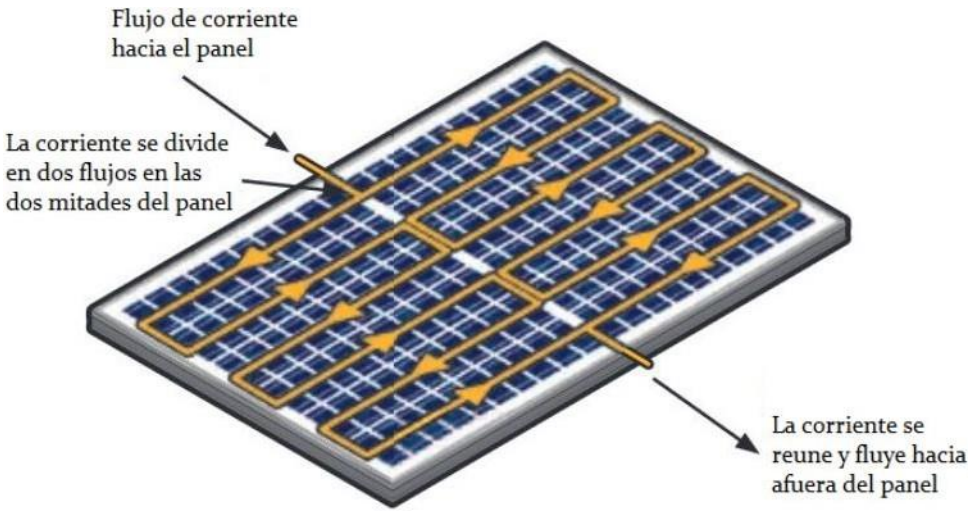


Figura 3.9: Esquema del panel Twin Peak del fabricante REC.Fuente: Clean Energy Reviews

La familia de paneles REC Twin Peak 2 de celda dividida están disponibles hace algún tiempo y la mayoría de los fabricantes de paneles siguen esta tendencia con modelos fabricados por Trina Solar, Q-Cells, Canadian Solar, LONGi Solar, JA Solar, Risen, Phono solar, Jinko solar y muchos otros productores.

3.4.2.9. Módulos solares bifaciales

La tecnología solar bifacial ha estado disponible hace años pero está comenzando a ser popular a medida que los costos de manufacturar celdas monocristinalinas continúan disminuyendo. Las celdas bifaciales absorben luz por ambas caras del panel, por lo que en lugares y con condiciones adecuadas pueden producir hasta 27 % más energía que los paneles monofaciales tradicionales. Los paneles solares bifaciales típicamente usan una laminia de vidrio frontal y una capa posterior de polímero para encapsular las celdas, lo que permite que la

lus reflejada entre por la parte de atrás del panel. Los módulos bifaciales pueden también tener un posterior de vidrio el cual dura más y puede disminuir significativamente el riesgo de falla, con algunos fabricantes ofreciendo garantías de rendimiento de 30 años en sus paneles.

Tradicionalmente, los paneles bifaciales solo eran utilizados en instalaciones en el suelo en lugares únicos donde la luz solar rebotaba facilemtne o era reflejada desde las superficies que lo rodeaban, en particular zonas de nieve o latitudes extremas. Aunque su buena operación ha sido probada montadas sobre superficies de arena, alcanzando hasta 10 % de potencia extra, pueden ser colocados en techos inclinados de colores claros. Los principales fabricantes de estos paneles son LG Energy, Trina Solar, Jinko solar y Yingli Solar.

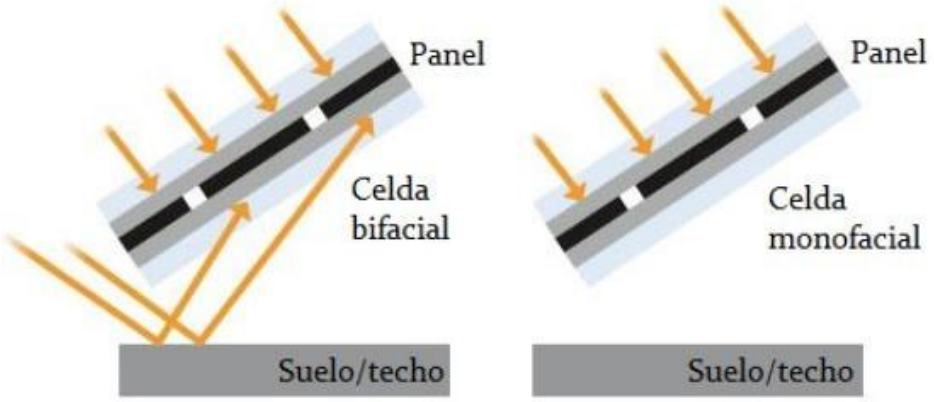


Figura 3.10: Panel solar bifacial que absorve energía de la luz reflejada a través de la parte posterior de la celda.Fuente: Clean Energy Reviews, Creditos: LG Energy

3.4.2.10. Panel de vidrio dual

Muchos fabricantes están elaborando paneles solares conocidos como vidrio-vidrio, vidrio dual o doble vidrio, los cuales no deben ser confundidos con la tecnología bifacial. El vidrio en la parte trasera reemplaza la lamina posterior blanca de EVA y crea un sándwich que es considerado superior pues el vidrio es muy estable, no reactivo y no se deteriora a lo largo del tiempo o sufre degradación por radiación UV. Dado su mayor vida, algunos fabricantes como Trina Solar ofrecen garantías de rendimiento de hasta 30 años.

Muchos paneles doble vidrio son también sin marco, lo que puede complicar el montaje de los paneles pues requieren un sistema especial. Sin embargo, los paneles sin marco presentan varias ventajas, especialmente en al momento de la limpieza al no tener un marco donde el polvo o la suciedad se acumule. Esto ayuda a su autolimpieza con la lluvia o el viente, lo que resulta en mayor entrega de energía. Al no contar con la rigidez y resistencia aportada por el marco, generalmente de aluminio, pueden presentar flexibilidad o curvatura inesperada, especialmente cuando montados plano u horizontalmente.

Entre los fabricantes que producen paneles solar doble vidrio se encuentra Jinko Solar, LONGi Solar, Trina Solar, Yingli Solar y JA Solar

3.4.2.11. Celdas de tejas

Las celdas de placas o tejas son una tecnología emegergente que utiliza celdas delgadas traslapadas que pueden ser ensambladas horizontal o verticalmente a través del panel. Las celdas de placas son hechas a través de cortes laser de celdas de tamaño regular en 5 o 6 cintas y aplicandolas sobre una configuración de tejas a con un adhesivo en la parte posterior. El pequeño traslape de cada cinta oculta una barra colectora única que interconecta las distintas celdas. Este diseño único cubre mayor parte de la superficie del panel pues no requiere una conexión a la barra colectora por delante lo cual entregaría sombra al panel, por lo que aumenta la eficiencia del panel, similar a las celdas IBC descritas un poco más adelante.

Otras ventajas es que cada celda de placa está comúnmente conectada en paralelo lo que reduce en gran medida los fectos de la sombra pues cada celda larga en efecto actúa independientemente. Además, las celdas de teja son relativamente baratas en su fabricación por lo que pueden ser costo-efectivas y de alto rendimiento, especialmente en condiciones de sombra parcial.

El fabricante Seraphim fueron de los primeros en la comercialización de paneles con celdas de tejas en sus ranto de paneles de alto rendimiento Eclipse. Los paneles P series de la empresa SunPower son la adición más reciente a su lina de paneles ofreciendo una alternativa de bajo costo principalmente por la gran escala de fabricación. Otros fabricantes de paneles de celdas de placa incluyen Yingli Solar y Znshine.

Figura 3.11: La serie de paneles SunPower P19 usan tejas verticales y alcanzan una producción de 405 [W].Fuente: Clean Energy Reviews

3.4.2.12. Celdas IBC

Las celdas IBC, del ingles interdigitated back contact, de silicio tienen una red de 30 o más conductores integrados en la parte trasera de cada celda, a diferencia de celdas estándar que por lo general tienen entre 4 y 6 cintas colectoras y múltiples conductores en el frente. El problema más común para los diseños con barras colectoras en la parte frontal es que hacen sombra sobre el mismo panel, además de reflejar una parte de los fotones incidentes sobre el panel lo que reduce la eficiencia. Las celdas IBC no sufren este problemas, además de verse mas "limpias" al no tener conectores expuestos.

El fabricante SunPower usa una red IBC de cobre solido de alta pureza en la parte posterior en su diseño de celda patentado Maxeon en conjunto con un metal altamente reflectivo para reflejar cualquier luz que pase a través de la celda. La parte trasera de la celda IBC Maxeon se muestra a continuación y es extremadamente tolerante al estrés y la flexión a diferencia de las celdas convencionales que son relativamente frágiles en comparación.

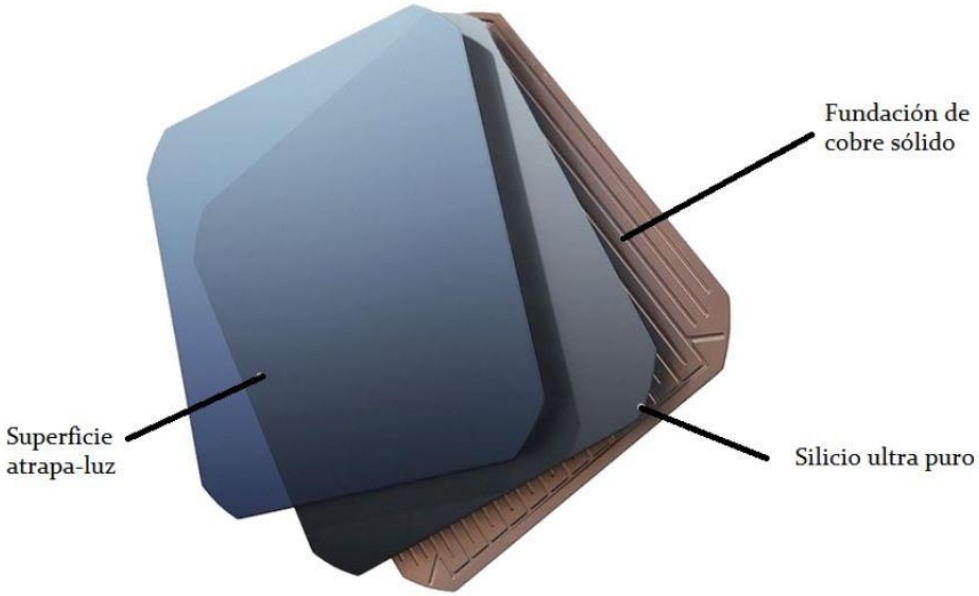


Figura 3.12: Esquema de la celda SunPower IBC tipo-n con parte trasera de cobre que alcanza alta eficiencia sobre 22 %. Fuente: Clean Energy Reviews, credito: SunPower Corp

Además los avances en las celdas para mejorar su eficiencia, también se han realizado esfuerzos para incrementar la fiabilidad y el rendimiento por sobre los 25 años de la vida útil de un modulo solar. Los paneles solares pueden encontrarse bajo cargas mecánicas extremas producto efectos de sustentación del viento, vibraciones, calor y frio extremo causando expansión y contracción. Los paneles, por lo tanto, pueden desarrollar microfracturas, puntos calientes y degradación producto del voltaje dentro de las celdas (PID, por las siglas en inglés de potential induced degradation), llevando a una perdida en el rendimiento y fallo acelerado.

Para estos problemas, fabricantes como Winaico y LG, y la serie de paneles Q.Peak DUO de Q Cells tienen marcos de aluminio exremadamente fuertes que ayudan reducir la carga de las celdas y los módulos en condiciones de alto viento en lugares con climas ciclónicos

3.4.2.13. Celda HJT – heterounión

Las celdas solares HJT usan una base común de cristal de silicio con una capa adicional de silicio amorfo en ambos lados que es conocido como heterounión. Las diferentes capas fotovoltaicas absorben luz de distintas longitudes de onda por lo que aumentan la eficiencia total de la celda. De manera opuesta a la celda común de unión p-n, las celdas HJT de la proxima generación tienen el potencial de aumentar drásticamente la eficiencia con pruebas en laboratorio que alcanzan eficiencia de hasta 26,5 % cuando son combinadas con la tecnología IBC.

Siguiendo el desarrollo temprano de las celdas HJT por los fabricantes UNSW y Sanyo, Panasonic creó el rango eficiente de paneles “HIT” y fueron los lideres en la implementación de la tecnología HJT por muchos años. Sin embargo, el fabricante REC sacó al mercado recientemente la serie Alpha de paneles la cual usa medias celdas HJT combinada con 16 micro barras conectoras (16BB) para alcanzar una eficiencia de 21,7 %.

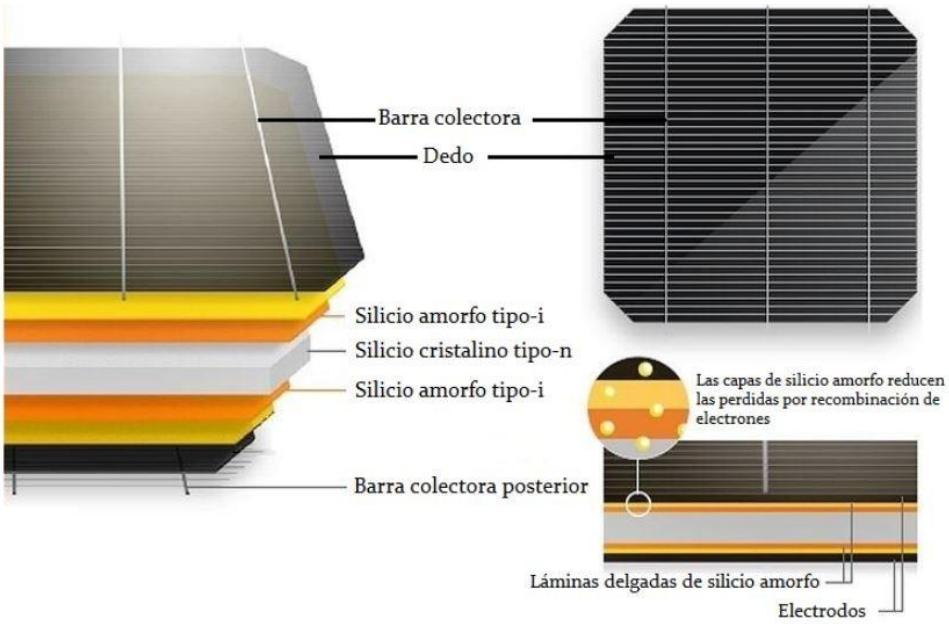


Figura 3.13: Construcción de celda Panasonic HIT que utiliza la tecnología HJT.Fuente: Clean Energy Reviews, crédito: Panasonic Corporation

Panasonic desarrollo las celdas HIT usando silicio de alto rendimiento en celdas tipo-n para producir peneles con eficiencia hasta 20 % y excelente desempeño en altas temperaturas. Las celdas de silicio tipo-n ofrecen además rendimiento garantizado a largo plazo, asegurando 90,76 % de rendimiento después de 25 años, el segundo nivel más alto detrás de SunPower.

La característica más impresionante de las celdas HJT es su coeficiente de temperatura, el cual es una mejora de alrededor de 40 % sobre las celdas comunes mono y policristalinas de silicio. Los paneles solares son clasificados en condiciones de prueba estándar (STC) donde se miden sus características a una temperatura de 25 [°C]. Cada grado sobre STC reduce su entrega de potencia en un pequeño porcentaje conocido como el coeficiente de temperatura-potencia. En las celdas comunes monocristalinas, este coeficientes de entre 0,38 % y 0,42 % por cada grado Celsius lo que puede reducir la entrega de potencia hasta en 20 % durante días sin viento. En comparación, los módulos HIT de Panasonic tienen un coeficiente de temperatura de 0,25 [%/°C], el más bajo para cualquier fabricante.

Es importante notar que la temperatura de la celda y el panel se ve afectada por el color de la superficie sobre la cual está montada, el angulo de inclinación y la velocidad del viento, por lo que montarlos planos sobre un una superficie oscura generalmente reduce el rendimiento del panel en comparación a montarlos en superficies claras.

Los paneles únicos HIT de Panasonic solo están disponibles en Japón y EE. UU. Como se verá más adelante, esta tecnología podría ser usada en las condiciones únicas de alta temperatura en el desierto de Chile, las cuales podrían ser una buena alternativa para instalaciones a gran escala.

3.4.3. Inversores solares

Los inversores solares son el componente más sofisticado de cualquier sistema de paneles solares conectado a la red y desafortunadamente es la parte más propensa a fallas. Esto no es sorprendente considerando que los inversores generalmente están ubicados en el exterior expuestos a las inclemencias del tiempo, incluidas la lluvia, la humedad y el calor extremos, todo mientras generando miles de watthora hasta por 10 horas al día de manera continua. Por esto es importante usar inversores de calidad y refugiarlos de las inclemencias del tiempo en caso de ser posible.

Los inversores convierten la corriente continua (CC) producida por los paneles solares o baterías en corriente alterna (CA), para entregar la energía a la red eléctrica. Por esto casi todos los sistemas solares requieren de un inversor.

Figura 3.14: Sistema solar común conectado a la red. La corriente continua (CC) producida por los paneles solares es convertida en corriente alterna por el inversor. La energía eléctrica puede ser usada en aplicaciones domésticas o suministrada y vendida a la red eléctrica. Fuente: Clean Energy Review

3.4.3.1. Inversor solar conectado a la red

Los inversores solares convierten la corriente continua entregada por el panel en corriente alterna para energizar distintos sistemas. Estos inversores simples conectados a la red se usan para uno o más líneas o cadenas de inversores solares y son los inversores más comunes alrededor del mundo. Inversores solares están disponible en muchos tamaños, desde 1,5 [kW] para uso doméstico hasta inversores trifásicos de 100 [kW].

- Inversor en línea

  Los inversores solares en línea están conectados en serie a una cadena de paeneles solares. Los inversores en línea son el tipo de inversores más populares. Generalmente se considera inversores en línea cuando se conectan 3 o más paneles a un mismo inversor.

- Micro inversor

  Los micro inversores son inversores muy pequeños que se encuentran en el reverso de un panel solar. Un micro inversor convierte la corriente continua de uno o dos paneles solares en corriente alterna, por lo que generalmente se requieren muchos micro inversores en un mismo sistema.

  Los micro inversores presentan ventajas sobre los inversores en línea incluyendo rendimiento, seguridad, monitoreo y mejor desempeño en condiciones de sombra parcial, que como se verá más adelante es un factor crítico en el rendimiento de los sistemas solares fotovoltaicos. Sin embargo, los costos de adquisición pueden ser significativamente más caros en comparación a inversores en línea

3.4.3.2. Inversores de batería

Estos son el tipo de inversor más básico usado en conjunto con baterías. Los inversores de batería convierten la corriente continua (CC) de las baterías en corriente alterna (CA). Están disponibles en una gran cantidad de tamaños, desde 100 [W], usados en vehículos, hasta 10.000 [W] (10 [kW]), utilizados en sistemas desconectados de la red (off-grid).

Estos inversores están asociados generalmente a controladores de carga MPPT, tecnología que se presentará más adelante.

3.4.3.3. Inversores híbridos

La nueva generación de inversores híbridos o, también conocidos como listos para conexión a batería, combinan un inversor solar y para baterías en una sola unidad. Estos pueden ser programados para determinar el uso mas eficiente de la energía disponible.

Las ventajas todos los componentes en una misma unidad son generalmente en un menor costo del sistema y en la facilidad de la instalación. La desventaja principal es que no poseen seguridad ante alzas repentinas en la corriente.

Estos inversores híbridos se están volviendo más competitivos en contra de los inversores solares a medida que las baterías se hacen más baratas.

3.4.3.4. Inversores híbridos multimodo

Los inversores multimodo son inversores híbridos más avanzados diseñados para operar de igual manera conectados a la red (on-grid) como en modo desconectado de la red (off-grid) por un periodo de tiempo prolongado. En comparación a los inversores hibridos, que generalmente tienen una capacidad de respaldo limitada, los inversores híbridos pueden energizar cargas eléctricas mayores. Pueden ser utilizados para respaldo de sistemas de iluminación, circuitos básicos de potencia e incluso pequeños sistemas de aire acondicionado.

Los inversores multimodo y los inversores dedicados off-grid a menudo son confundidos pues ambos pueden operar en modo on-grid y off-grid. La diferencia principal es que los inversores multimodo también tienen conexión solar (MPPT), mientras que los inversores/cargadores no. La razón es que los inversores/cargadores son diseñados para funcionar en corriente alterna acoplados a inversores solares, o acoplados en corriente continua con controladores de carga MPPT. Más de esto en las sección 4.6 Sistemas solares.

3.4.3.5. Inversores desconectados de la red u off-grid.

Los sistemas solares independientes o desconectados de la red, también conocido por su nombre en inglés off-grid, requieren inversores de batería poderosos con controladores de carga incorporados que pueden ser configurados tanto en corriente alterna (CA) como en

corriente continua (CC). Los inversores/cargadores modernos, o multimodo, también son usados para crear sistemas híbridos avanzados que tienen la habilidad de operar desconectados de la red por semanas, dependiendo en el tamaño del sistema fotovoltaico y de baterías.

Los inversores/cargadores están disponibles en un rango de tamaños desde unidades relavitamente pequeñas de 3 [kW], hasta 10 [kW] diseñados para usos de potencia intensivos como aires acondicionados, bombas, hornos eléctricos o sistemas de agua caliente. Las aplicaciones de alto consumo requieren de potencia elevada de manera continua, o corrientes de partida elevadas. Por esto es que se usan en conjunto con transformadores de potencia haciéndolos más caros que los inversores hibridos convencionales sin transformador.

3.4.3.6. Controladores solares de carga

Los controladores solares de carga, también conocidos como reguladores solares no son inversores si no que cargadores de batería conectados entre los paneles solares y la batería. Son usados para regular el proceso de carga y descarga de la batería y asegurar que la batería se cargue correctamente, y más importante aun, que no se sobrecargue. Sistemas solares simples acoplados en corriente continua han estado disponibles por décadas y usados en casi todos los sistemas off-grid pequeños. Sin embargo, los controladores solares de carga MPPT, son más avanzados y la alternativa más popular para los sistemas off-grid.

3.4.3.7. Controlador solar de carga PWM

Los controladores de modulación de onda por pulso son controladores de carga mas simples y tienen conexión directa entre el panel solar y la bateroa. Un transistor, que funciona como interruptor, es´tá abierto hasta que la batería alcanza el voltaje de absorción. KLuego el interruptor comienza a cerrarse y abrirse cientos de veces por segundos para reducir la corriente y mantener un voltaje constante. Esto funciona, pero el problema es que el voltaje del panel solar es disminuido para ser el mismo de la bater´´ia. Esto a su vez lleva el voltaje del panel lejos del valor optimo y reduce la eficiencia. Los controladores de carga PWM son una gran alternativa de bajo costo para pequeños sistemas donde un único panel es utilizado para aplicaciones simples como iliminación o carga de dispositivos móviles.

3.4.3.8. Controlador solar de carga MPPT

Los controladores de carga de seguimiento de punto de máxima potencia o MPPT por sus siglas en in´glés son cpntroladores mas avanzados que permiten que el panel solar opere a su voltaje optimo para que entregue la mayor cantidad de energía posible. Fueron inveLos controladores de carga MPPT tienen un 30 % más de eficiencia, dependiendo del voltaje de la batería y el tipo de panel solar conectado. Como regla general, los controladores MPPT deerían ser usados en sistemas de mayor capacidad con 2 o´más paneles, o cuando el voltaje del panel es mucho mas alta que el voltaje de la batería.

El principio de funcionamiento de un controlador de carga MPPT es relativamente simple: debido a la variación en la irradiancia solar que recibe el panel a lo largo del día, el voltaje del panel y la corriente cambia continuamiente. Para generar la mayor cantidad de energía, el seguidor de punto de máxima potencia busca el punto exacto o la mejor combinación de voltaje y corriente para producir el máximo de energía. Un cargador MPPT está diseñado para seguir y ajustar el voltaje para generar la mayor cantidad de energía sin importar la hora del día o las condiciones climáticas. Algunos controladores de alta tecnolo´gía MPPT son capaces de detectar condiciones de sombreado parcial o seguir distintos puntos de máxima potencia. Con un controlador MPPT, aumenta la eficiencia de un panel solar y la energía que este genera hasta en un 30 % en comparación a un controlador de carga PWM.

El punto de máxima potencia o MPP por sus siglas en inglés es la combinación entre corriente y voltaje que entrega la mayor potencia. Se puede observar que al aumentar el voltaje o la corriente la potencia instanantea entregada por el panel, y por lo tanto su energía caen drásticamente.

3.5. Baterías

Una batería eléctrica, acumulador eléctrico o simplemente pila, batería o acumulador, es un dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en corriente eléctrica. Cada celda consta de un electrodo positivo, o ánodo, un electrodo negativo, o cátodo, y electrolitos que permiten que los iones se muevan entre los electrodos, permitiendo que la corriente fluya fuera de la batería para llevar a cabo su función, alimentar un circuito eléctrico. Son una de las alternativas preferidas al diseñar sistemas fotovoltaicos domésticos o de pequeña escala, pero no tanto para sistemas grandes de generación.

Hoy en día, las baterías son un elemento de la vida cotidiana, todos llevan una en su bolsillo y muchos incluso en su muñeca, en su smartphone y reloj respectivamente. Algunas personas incluso, usan audífonos inalámbricos los cuales utilizan baterías para poder recibir la señal de audio y convertirla en sonido a través del auricular.

Las baterías para acumulación de energía han sido utilizadas hace décadas para ser utilizadas como fuentes de energía por si solas o como respaldo, en caso de que la conexión a la red eléctrica convencional falle. Sin embargo, en los últimos años, los sistemas híbridos de respaldo energético han crecido constantemente en su popularidad a pesar de su costo relativamente alto. Principalmente, las baterías están siendo impulsadas por su complementación con sistemas de generación fotovoltaica o eólica pues permiten almacenar energía eléctrica y entregarla cuando la generación desde fuentes naturales no lo permita.

Otra uso que ha impulsado el desarrollo de las baterías es la seguridad energética. El aumento en la severidad de los eventos climáticos debido al cambio climático seguidamente

causa problemas prolongados que impiden el suministro eléctrico. Las baterías pueden dar respuesta inmediata al requerimiento energético de distintos usos ante los cortes. Los sistemas de almacenamiento en baterías también permiten la independencia energética y entregan los medios para la autogeneración y autoconsumo en viviendas.

Durante los últimos años las baterías de iones de litio han ganado gran popularidad y han desplazado a las baterías de plomo y acido (plomo-acido) en el almacenamiento para sistemas solares. Esto no quiere decir que las baterías de plomo-acido dejen de ser una alternativa interesante. La tecnología de pomo-acido sigue avanzando. Con la salida al mercado de las baterías tubulares de gel de alto rendiminento de alginos fabricates como BAE y Sonnenschein, y baterías de plomo-carbón de Narada, GS Yusa y YHI Power. Las baterías de litio siguen siendo referidas como las mejores para las aplicaciones generales de almacenamiento de energía dada su alta densidad energética y alta eficiencia, como se explicará más adelante. Sin embargo, hay mas de un solo tipo de baterías de litio disponibles. Las matyoria de las baterías de litio usadas para el almacenamiento de energía son de litio-ferrofosfato (LiFePO4, o LFP) dado su bajo costo y largo ciclo de vida. A pesar de esto, varios fabricantes de renombre como Tesla y LG Chem hacen uso de baterías de litio NMC.

Una de las características más importantes de las baterías es su capacidad La capacidad de la batería es medida en amperios hora ([Ah]) o kilowatthora ([kWh]) e indica la cantidad de energía que puede suministrar antes de tener que ser detenida. Descargar más de lo indicado una batería puede acortar significativamente su vida útil. La profundidad de descarga (o DOD por sus siglas en ingles) indica qué porcentaje del total disponible puede ser ocupada, es decir, indica porcentualmente la capacidad de la batería.

Como regla general se puede considerar que las baterías de litio LFP están diseñadas para ser descargadas a 90 % de su capacidad total (10 % de estado de carga, o SOC por sus siglas en inglés) en ciclos diarios, mientras que las baterías tradicionales de plomo-acido (gel y AGM) en lo general no deben descargarse más de 30-40 % en uso diario, excepto para respaldo en situaciones de emergencia.

Mientras más se descarga la baería, menor es su vida útil. La energía disponible y la DOD de los ciclos diarios (carga y descarga diaria) está generalmente indicada por el fabricante y el ciclo de vida en años está basado en el valor de la DOD. Sin embargo, el fin de la vida (EOL, por sus siglas en inglés) de la batería no siempre es claro pues la batería no deja de funcionar de un día para otro después de un numero determinado de ciclos. Casi todas las tecnologías de baterías, tanto nuevas como antiguas, pierden capacidad paulatinamente. El estándar de la industria para determinar el EOL de una batería es cuando la capacidad de la batería ha caido hasta 80 % del original. Sin embargo, las baterías más recientes de algunos fabricantes como LG y Tesla están garantizadas para un EOL en valores de 60 a 70 %. Es importante destacar que la batería puede seguir funcionando después de esto, solo que no con la capacidad que tenía en un comienzo.

La eficiencia de la batería, o eficiencia de ciclo completo, es la eficiencia de la carga y la descarga o las pérdidas durante su uso. Debido a las leyes de la física, la transferencia de energía de una forma a otra resulta en perdidas de energía. En este caso, la transferencia es de energía eléctrica a química durante el proceso de carga de la batería, y de química a eléctrica durante la descarga. Generalmente, las perdidas en baterías de plomo-acido son de alrededor de 15-20 %, mientras que en las baterías de iones de litio son significativamente menores entre 2 y 8 %.

Otro problema de las baterías de plomo-acido es el tiempo de carga mucho mayor en comparación a las de iones de litio. Un ciclo de carga en baterías de plomo-acido puede tomar de 2 a 4 horas, dependiendo de la profundidad de descarga. Esto significa que en situaciones climáticas intermitentes o malas, la eficiencia de la carga puede ser bastante baja y la carga completa podría no alcanzarse, lo que podría en algunos casos disminuir la vida de la batería. En contraste, las baterías de litio pueden cargarse rápidamente, entre 1 y 2 horas y pueden absorber energía eficientemente mucho más rápido.

Eficiencia:

- Eficiencia de baterías de plomo-acido de ciclo profundo: 78-85 %
- Eficiencia de baterías de litio LFP: 92-98 %

Además, a diferencia de las baterías de plomo-acido, las baterías de ion de litio pueden tolerar cargas parciales de estado de carga (POS por sus siglas en inglés) por largos periodos de tiempo sin degradación o problemas de sulfatación. Carga incompleta en manera recurrente en baterías de plomo-acido, como puede ocurrir en invierno, puede reducir significativamente la vida de la mayoría de las baterías de AGM o gel.

Otra característica de suma importancia es su potencia, es decir, qué tan rápido puede la batería entregar su carga. Es importante la potencia sostenida y la potencia peak de potencia pues es un factor critico para el diseño según su uso.

3.5.1. Baterías de plomo-ácido

La tecnología de las baterías de plomo y acido han estado disponible por más de 100 años, por lo que es una tecnología bastante probada, además ed segura y confiable cuando es dimensionada e instalada correctamente. Para sistemas fotovoltaicos desconectados de la red, estas baterías son las preferidas y cuando son correctamente dimensionadas pueden durar de 10 a 15 años o incluso más, en condiciones ideales de temperatura y con baja profundidad de descarga. A diferencia de las baterías de litio, los bancos de baterías no tienen un límite preestablecido de desconexión en función de su profundidad de descarga, por lo que en sistemas de emergencia pueden continuar suministrando potencia hasta que el voltaje alcanza el limite controlado por el inversor, sin embargo, esto reduce su vida útil.

3.5.2. Baterías de ion de litio

Las baterías de ion de litio son mucho más compactas en tamaño y en peso debido a su extremadamente alta densidad energética. Generalmente, las baterías de litio ferrofosfato (LFP) tienen 25 % del tamaño y el peso de una batería equivalente de plomo-acido, debido a que disponen de una mayor profundidad de descarga. Los sistemas de baterías de litio generalmente son elaboradas de módulos más pequeños de 2 a 4 [kWh] lo que entrega mayor flexibilidad al dimensionar los sistemas. Además facilitan la adición de capacidad si es requerida después.

Cuando están sometidas a carga eléctrica, la caída de voltaje de las baterías de litio es muy bajo y generalmente no fluctúa más de 1 o 2 [V] del nivel nominal, generalmente 48 [V]. Esto debido a que tienen menor resistencia interna en comparación a las baterías de plomo-ácido. La baja resistencia es la mayor ventaja de las baterías de litio lo que se traduce en menores perdidas durante la carga y la descarga, resultando en una eficiencia mas alta.

3.6. Sistemas solares fotovoltaicos (FV)

3.6.1. Sistemas acoplados de corriente continua (CC)

Los sistemas acoplados de corriente continua (CC) han sido usados durante décadas en sistemas solares desconectados de la red, también conocidos por el termino del inglés off-grid, y en pequeños sistemas de botes o automóviles. Los sistemas más comunes de corriente continua usan controladores de carga, o reguladores solares) para cargar una batería directamente desde el panel solar, además de un inversor de batería para suministrar corriente alterna (CA) para alimentar los requerimientos de los hogares.

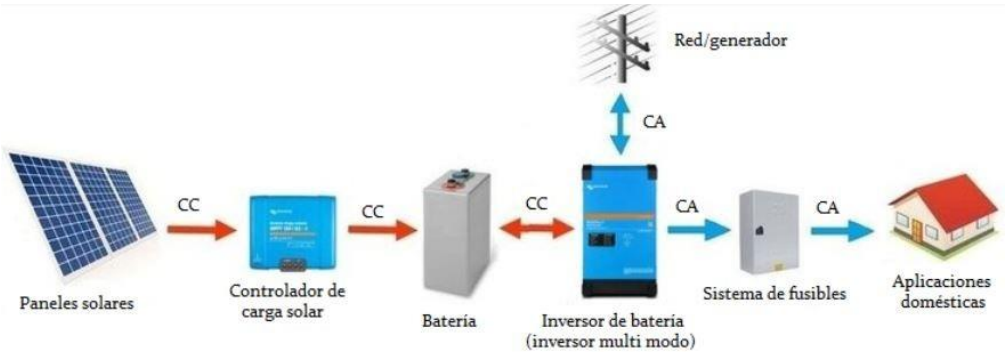


Figura 3.15: Esquema básico de un sistema acoplado de corriente continua u off-grid. Fuente: Clean energy Reviews

Para sistemas micro, como los encontrados en casas rodantes, botes, o cabañas, los inversores solares del tipo PWM son una alternativa de muy bajo costo para conectar uno o dos paneles solares para cargar una batería de 12 [V]. Los controladores de modulación

de amplitud de pulso (PWM, por sus siglas en inglés) se encuentra en distintos tamaños y cuestan desde $20.000 en versiones de 10 [A].

Para sistemas más grandes, se utilizan controladores de carga MPPT que son alrededor de 30 % más eficientes y disponibles en un rango de tamaño de hasta 100 [A]. A diferencia de los simples controladores PWM, los sistemas MPPT pueden operar en arreglos de voltaje más elevados, típicamente hasta 150 [V] de CC. Sin embargo, esto es relativamente bajo en comparación a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red que operan entre 300 y 600 [V].

3.6.2. Sistemas acoplados de corriente alterna (CA)

Los sistemas acoplados en corriente alterna (CA) usan inversores solares en línea con inversores multimodo o inversores/cargadores para administrar la batería y la red o generador. A pesar de ser relativamente simples de configurar y bastante poderosos, son un poco menos eficientes en cargar la batería (90-94 %) comparado con los sistemas de corriente continua (98 %). Sin embargo, estos sistemas son muy eficientes en suministrar energía a altas cargas de corriente alterna durante el día, y en algunos casos pueden ser expandidos con muchos paneles para crear microrredes.

Figura 3.16: Esquema básico de un sistema acoplado de CA con sistemas de baterías híbrido conectado a la red.Fuente: Clean Energy Reviews

La mayoría de los hogares hacen uso de sistemas off-grid de CA debido a los cargadores/inversores multimodo, controladores de generación y sistemas de gestión energética. Además, dado que los sistemas solares operan con altos voltajes de corriente continua, a 600 [V] o más, arreglos solares más grandes pueden ser fácilmente conectados. Los sistemas de AC pueden ser configurados para grandes sistemas comerciales trifásicos sin dificultad.

3.6.3. Sistemas con baterías de corriente alterna (CA)

Las baterías de corriente alterna son la nueva evolución en el almacenamiento de energía para sistemas domésticos conectados a la red. Estas baterías permiten ser conectadas con facilidad a sistemas acoplados de corriente alternas. Las baterías de corriente alterna (CA) consisten en baterías de celdas de litio, un sistema de administración de baterías y un inversor/cargador todo en una unidad compacta.

Estos sistemas combinan una batería con un inversor/cargador de batería y generalmente solo están diseñados para sistemas conectados a la red convencional, pues los inversores sin transformador por lo general no son los suficientemente poderosos para energizar los hogares al estar desconectados de la red.

Figura 3.17: Diagrama básico de un sistema con baterías de corriente alterna (CA) con un sistema solar de corriente alterna, conectado a la red.Fuente: Clean Energy Reviews

3.6.4. Sistemas con inversor híbrido

Los sistemas híbridos ´pueden ser descritos como sistemas conectados a la red acoplados de corriente continua. Existen en diferentes configuraciones y típicamente usan un inversor híbrido o multi modo. Muchos inversores híbridos modernos incorporan controladores MPPT (más sobre estos en la sección de inversores) y sistemas de inversor/batería en una misma unidad. La primera generación de inversores híbridos eran compatibles con sistemas de baterías de plomo-acido o litio de 48 [V], pero en los últimos años los sistemas de alto voltaje, más de 400 [V], han adquirido gran popularidad.

La nueva generación de inversores híbridos compatibles con baterías de alto voltaje (400 [V]) usan baterías de litio que operan entre los 120 y 500 [V] de corriente continua, en vez de

48 [V]. Las baterías de alto voltaje se pueden configurar de 2 maneras:

1. Sistemas acoplados a corriente continua entre el arreglo de paneles solares y el inversor
2. Sistemas acoplados de corriente continua directamente compatibles con un sistema hibrido de inversores, como se presenta a continuación)[1]

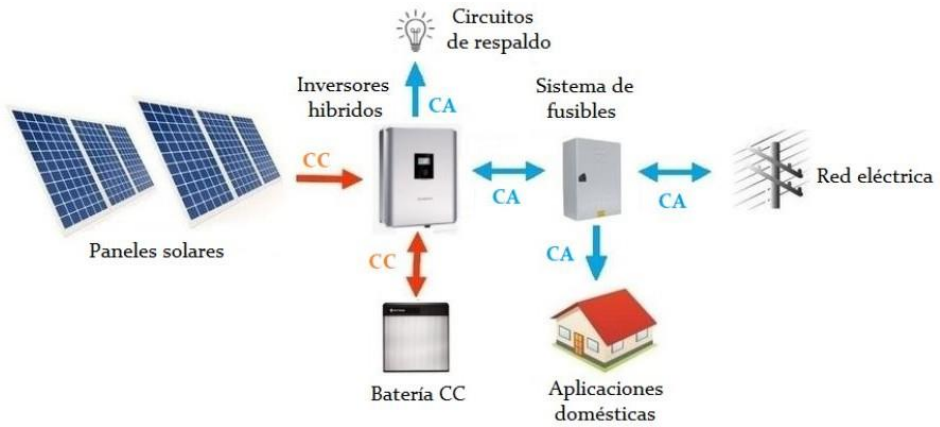


Figura 3.18: Diagrama básico de un sistema de inversor solar hibrido con baterías de corriente contionua (CC).Fuente: Clean Energy Reviews

3.7. Desalinización

La desalinización es el proceso por el cual las sales son removidas de agua salina, generalmente proveniente del mar, para convertirla en agua de uso útil, incluido el consumo humano como agua potable. Los procesos de desalación pueden dividirse generalmente en dos tipos de tecnología: Desalinización térmica y tecnologías de membrana. La primera, como su nombre lo sugiere utiliza calor para separar el destilado del agua salada. Los procesos Flash de Multietapa (MSF por sus siglas en inglés) y Destilación de Múltiple Efecto (MED) son las tecnologías de desalación térmica más usadas tradicionalmente. Sin embargo, en los últimos años la tecnología de desalación por membranas ha superado a la desalación térmica en la capacidad instalada. A fines de 2016, 73 % de los sistemas de desalación correspondían a sistemas de membranas, mientras que el 27 % restante a desalación térmica. Desde el desarrollo de las membranas de desalinización por ósmosis inversa en la década de 1960, avances en las membranas de separación han causado un dominio en el mercado de la desalación de agua, alcanzando la mayor participación en el mercado, especialmente fuera del Medio Oriente. En el Medio Oriente y el Norte de África, la transición desde desalación térmica a la basada en membranas es más lenta que en otros lugares, dado el menor precio de los combustibles fósiles y plantas de cogeneración. Otra tecnología basada en membrana con una participación significativa en la capacidad instalada durante la última década es la electrodiálisis (ED). Otros procesos de desalinización que se espera que crezcan incluyen la Osmosis Forzada (FO,

del inglés Forward Osmosis), y la membrana de destilación (MD). Dependiendo de la fuente utilizada para energizar el sistema de desalinización, se pueden identificar distintos procesos de desalación. Estas opciones, en función de la fuente primaria de energía se encuentran presentados en la siguiente figura. Además se muestra su relación con distintos procesos y fuentes energéticas.

3.7.1. Ósmosis inversa

La ósmosis inversa (OI, u OR en inglés) es la tecnología de desalinización que crece más rápido en el mundo, y se espera que alcance un tamaño de mercado en los EE. UU. De $9.227 millones el año 2022. La ósmosis inversa es un proceso impulsado por presión en el cual la separación ocurre a través de una membrana semi permeable a la solución por el mecanismo de solución-difusión. Las presiones de operación típicas de la OI varían entre 55 y 70 bares para OI de agua de mar (SWRO, por sus siglas en inglés), y es más baja, entre 15 y 33 bares para agua salobre (BWRO, del inglés). Cómo se ha hablado anteriormente de la energía solar, una comprensión del consumo energético de las plantas de OI es crucial para dictar cómo será utilizada la energía solar para energizar las plantas. A pesar de que el consumo de energía específico (CEE) incluye contribuciones de las instalaciones de alimentación, pre y post tratamiento, y la salmuera de rechazo, es la sección de desalinización en la membrana la que contribuye hasta 60-80 % del consumo de energía específico. Esto incluye bombas de alta presión, sistemas de recuperación energética y los trenes de membranas.

El CEE para SWRO ha disminuido desde 20 [kW/m3] en 1980 hasta menos de 3 [kW/m3]. El aumento de las instalaciones es debido principalmente a la reducción el consumo energético guiado por la innovación en los materiales utilizados para las membranas, los sistemas de recuperación de energía y bombas más eficientes. Las membranas comerciales ya son capaces de alcanzar rechazos de sal de 99.8 % con flujos que van desde los 0.16 [m3/m2] al día hasta 1.2 [m3/m2] por más de 30 años. Más aun, investigación en nuevas composiciones químicas en la capa activa, modificaciones de las nanoestructuras de las membranas, junto con mejoramiento de la configuración y técnicas de fabricación pueden disminuir los costos energéticos.

Sistemas de recuperación de energía (ERDs, por sus siglas en inglés) pueden hacer uso de la energía residual de la salmuera de rechazo para presurizar la alimentación, disminuyendo los costos de producción de agua desalada. Otra área importante en la que ha sido posible la reducción de costos energéticos es en las bombas utilizadas. Incluso un pequeño aumento de 2 % en la eficiencia de la bomba puede llevar a una reducción significante de los CEE, especialmente en el caso de alimentación de alta salinidad. La salinidad del agua de alimentación, la calidad de permeado, la razón de recuperación la temperatura de la admisión de agua son parámetros de operación que afectan en los requerimientos de presión, y a su vez, en el consumo de energía. A pesar de las mejoras, una porción significativa de costos de la OI aun está en energía eléctrica requerida para presurizar la alimentación. La presión puede ser entregada tanto por electricidad como usando bombas mecánicas. Por lo tanto, sistemas FV y tecnologías solares térmicas son aplicables para abastecer con energía a las plantas de

OI.

A partir del 2011 comenzó la operación de la planta más antigua, y la mayoría de plantas comenzó en los últimos 8 años, lo cual es indicador de un enfoque hacia la OI energizada con el sol. Las capacidades de producción de agua varía entre 16 m3día y 60,000 m3día en Al Khafji, Arabia Saudí. La planta fotovoltaica conectada a Al Khafji tiene una capacidad de generación de 22 [MW], en total alcanzan a suministrar agua potable a 150.000 personas. La planta de de desalinización de Agua de Mar con Osmosis Inversa de Sorek, ubicada a 15 km al sur de Tel Aviv, Israel, comenzó a funcionar en octubre de 2013 con una capacidad de tratamiento de agua de mar de 624 000 000 m3día, por lo que es la planta de desalinización por membrana más grande

3.7.2. Ósmosis Inversa energizada con Energía solar Fotovoltaica (PV-RO)

La ósmosis inversa energizada con energía solar fotovoltaica (PV-RO, por sus siglas en inglés) ha emergido como una tecnología madura y comercialmente disponible, con los primeros proyectos combinando ambas siendo ejecutados en la década de los 80s. Un diagrama esquemático de una planta de ósmosis inversa energizada con se presenta en la IMAGEN.

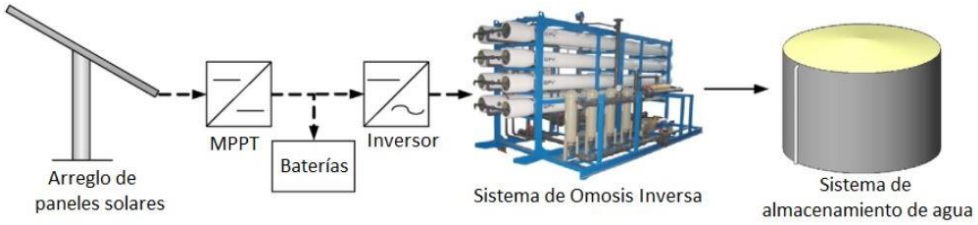


Figura 3.19: Esquema de una planta de OI energizada con energía solar FV, que incluye un sistema de OI, un sistema de almacenamiento de agua, un controlador MPPT, baterías y un inversor de CC a CA. Fuente: Clean Energy Reviews

La facticidad del sistema PV-RO no solo depende de la variación de radiación solar, si no que también del tipo de fuente de agua, el tamaño del sistema y de las políticas gubernamentales del país. El amplio uso en sistemas pequeños o grandes aun se mantiene limitado por los altos costos de energía, los cuales necesitan ser manejados al aumentar la eficiencia de los sistemas PVRO. El consumo energético especifico (CEE) varía entre 1.1 y 16.3 [kW/hm3], dependiendo del tamaño del sistema, el uso de baterías, la fuente de alimentación (agua marina o salobre), el tipo de pretratamiento y los sistemas de recuperación energía, en caso de haberlos.

Para mejorar la eficiencia energética, los investigadores han considerado cada uno de los sistemas por separado, mientras muy poco estudios se concentran en mejorar el conjunto de

OI y FV. Como se ha mencionado anteriormente, los sistemas fotovoltaicos se encuentran en constante mejora. Los sistemas de OI, la eficiencia energética aumenta al hacer uso de membranas con mejor rendimiento, y bombas y sistemas de recuperación de energía más eficientes. Diseños de proceso mejorados también juegan un rol importante en el aumento de la eficiencia de los sistemas de OI, y han sido tema de interés para muchos investigadores últimamente. Un simple e innovador concepto, estudiadio por Raval u Maiti, ha mejorado simultáneamente la eficiencia de lo sistemas FV y de OI al capturar la energía térmica de los paneles FV y usarla para calentar el agua de alimentación del sistema de OI. Al disminuir la temperatura del modulo FV y aumentar la temperatura de la alimentación a OI, se obtuvo una disminución de 28 % en el consumo energético como resultado de la variación de temperatura en el panel solar y el sistema de desalinización. La temperatura de la alimentación de agua aumenta el flujo de membrana en 3 % por cada grado. Por otro lado, la eficiencia eléctrica del panel solar tiene una relación inversa con la temperatura, por lo que una menor temperatura es más deseable. En celdas fotovoltaicas de silicio cristalino, la caída en la eficiencia es de entre 0.2 y 0.5 % por cada grado de aumento de temperatura. Con esto se obtuvo un 20 % de aumento en la generación de agua desalada. Poco después, los mismos investigadores también modificaron la morfología de la membrana para aumentar el flujo permeado y encontró que la combinación de transferencia de energía del FV a la alimentación de OI redujo los costos alrededor de 40 %. Al aplicar estas técnicas para diseñar plantas, se deben considerar los posibles efectos adversos de el agua de alimentación más caliente. El agua más caliente agrava la acumulación de materia orgánica y promueve el crecimiento de bacterias en la superficie de la membrana. Adicionalmente, junto con la permeabilidad del agua, la alimentación a mayor temperatura también aumenta la permeabilidad de las sales resultando en una disminución en la calidad del agua permeada.[1]

Capítulo 4

Agua potable rural

Hoy en día debido a la escases hídrica se buscan nuevos métodos para mantener con agua a las poblaciones rurales que no cuentas con acceso a a agua potable, es por esto que nacen los sistemas apr o agua potable rural, los cuales consisten en la construcción de un pozo de agua o cuenca, a través de la cual se suministra agua potable a una comunidad.Los Sistemas de APR son administrados, mantenidos y operados por la propia comunidad, organizada en Comités o Cooperativas, quienes reciben para ello Asesoría y Asistencia del Estado. Además, para el funcionamiento del servicio se debe aplicar una tarifa por los consumos de agua potable que garantice su sustentabilidad. La operación del Sistema consiste en adquirir y/o producir agua potable, en las condiciones técnicas y sanitarias establecidas en las normas respectivas, hasta su entrega en cada hogar, según el siguiente esquema:

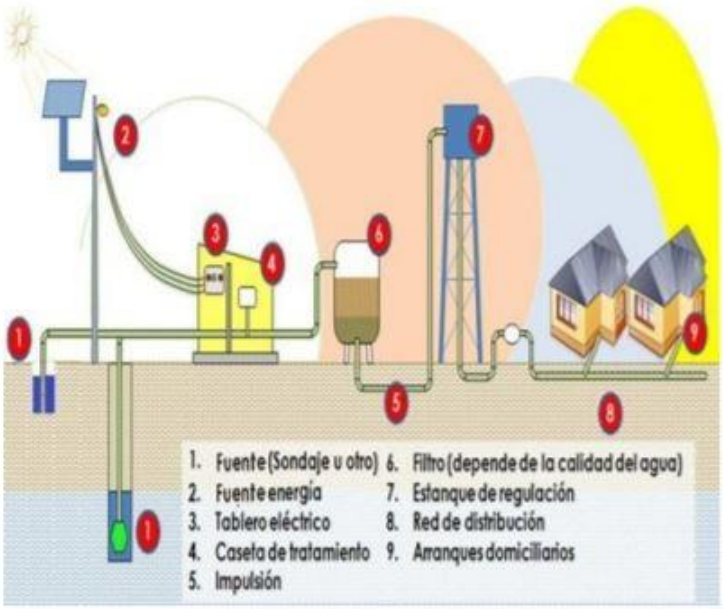


Figura 4.1: Funcionamiento apr, Fuente Direccion de obras hidraulicas

Así, a continuación se detallara cada apr a trabajar en conjunto con la cantidad de agua que estos debiesen facturar:

4.1. APR El Pino

El sector el pino pertenece a Huasco Bajo,perteneciente a la comuna de Huasco, Provincia de Huasco, Región de Atacama. Dista 4 km de Huasco, capital comunal y 185 km de Copiapó, capital regional. Se encuentra entre a la ruta C-46 que une Vallenar con Huasco y a la ribera sur del río Huasco.

Actualmente el APR ubicado en los pinos satisface la necesidad de 136 habitantes con un caudal de 0.67[l/s].

Tabla 4.1: Caudal medio APR el Pino, fuente:SUSTENTABILIDAD DE ASENTAMIENTOS HUMANOS RURALES EN CHILE. ANÁLISIS DESDE LOS COMITÉS DE AGUA POTABLE RURAL – CUENCA DEL COPIAPÓ, HUASCO Y QUEBRADA TOTORAL (Y COSTERAS HASTA QUEBRADA CARRIZAL)

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Huasco Bajo	EL pino	2019	136	0.67
		2030	168	0.82
		2040	204	1

4.2. APR Las Tablas

Esta ubicado en la salida a la costa de la comuna de Freirina, actualmente debería abastecer a un total de 185 personas con un caudal medio de 1,37 [l/s]

Tabla 4.2: APR las tablas. Fuente: Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Freirina	Las tablas	2021	185	1.37
		2031	193	1.43
		2041	202	1.5

4.3. APR Hacienda atacama

Perteneciente al sector de Tatara en la comuna de Frierina, actualmente debería abastecer a 390 personas mediante un caudal medio de de 2.88[l/s]

Tabla 4.3: APR Hacienda Atacama. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Freirina	Hacienda Atacama	2021	390	2.88
		2031	430	3.18
		2041	475	3.72

4.4. APR La Tátara

EL sector la tátara ubicado en la comuna de Frierina debe abastecer a un total de 89 personas con un caudal medio de 0.66[l/s]

Tabla 4.4: APR La Tátara. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Freirina	La Tátara	2021	89	0.66
		2031	98	0.73
		2041	108	0.8

4.5. APR Buena Esperanza

El sector de Buena Esperanza se ubica en la comuna de Vallenar y cuenta con un sistema APR que debe satisfacer la necesidad de agua potable de 615 personas con un caudal medio de 4.55[l/s]

Tabla 4.5: APR Buena Esperanza. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Vallenar	Buena Esperanza	2021	615	4.55
		2031	733	5.42
		2041	873	6.46

4.6. APR Perales Viejo

El sector de Perales Viejo se ubica en la comuna de Vallenar y cuenta con un sistema APR que debe satisfacer la necesidad de agua potable de 693 personas con un caudal medio de 5.13[l/s]

Tabla 4.6: APR Perales Viejo. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Vallenar	Perales Viejo	2021	693	5.13
		2031	1397	10.34
		2041	2816	20.84

4.7. APR Cuatro Palomas

El sector de Cuatro palomas se ubica en la comuna de Vallenar y cuenta con un sistema APR que debe satisfacer la necesidad de agua potable de 545 personas con un caudal medio de 4.03[l/s]

Tabla 4.7: APR Cuatro Palomas. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Vallenar	Cuatro Palomas	2021	545	4.03
		2031	601	4.45
		2041	663	4.91

4.8. APR Imperial

El sector de Imperial se ubica en la comuna de Vallenar y cuenta con un sistema APR que debe satisfacer la necesidad de agua potable de 407 personas con un caudal medio de 3.01[l/s]

Tabla 4.8: APR Imperial. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Vallenar	Imperial	2021	407	3.01
		2031	473	3.5
		2041	550	4.07

4.9. APR Chañar Blanco

El sector de Chañar Blanco se ubica en la comuna de Vallenar y cuenta con un sistema APR que debe satisfacer la necesidad de agua potable de 416 personas con un caudal medio de 3.08[l/s]

Tabla 4.9: APR Chañar Blanco. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Vallenar	Chañar Blanco	2021	416	3.08
		2031	460	3.4
		2041	507	3.76

4.10. APR Camarones

El sector de Camarones se ubica en la comuna de Vallenar y cuenta con un sistema APR que debe satisfacer la necesidad de agua potable de 225 personas con un caudal medio de 1.66[l/s]

Tabla 4.10: APR Camarones. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Vallenar	Camarones	2021	225	1.66
		2031	322	2.39
		2041	463	3.43

4.11. APR El Jilguero

El sector de Camarones se ubica en la comuna de Vallenar y cuenta con un sistema APR que debe satisfacer la necesidad de agua potable de 511 personas con un caudal medio de 3.78[l/s]

Tabla 4.11: APR El Jilguero. Fuente:Sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Comuna	Servicio	Año	Población abastecida (Hab)	Q medio estimado (l/s)
Vallenar	El Jilguero	2021	511	3.78
		2031	1106	8.18
		2041	2080	15.39

Capítulo 5

Desaladora

Para el desarrollo del proyecto se busca trabajar con una planta desaladora de ósmosis inversa. Para el dimensionamiento de esta se debe trabajar con el caudal requerido para abastecer los APR anteriormente mencionados, y mediante una base de datos otorgadas por el profesor guía se podrá dimensionar la planta desaladora

5.1. Población abastecida

Para el calculo del caudal requerido es necesario conocer la población abastecida por los APR, los cuales se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 5.1: Población APR.Fuente:SUSTENTABILIDAD DE ASENTAMIENTOS HUMANOS RURALES EN CHILE. ANÁLISIS DESDE LOS COMITÉS DE AGUA POTABLE RURAL

APR	Población 2019	Población 2030
Las Tablas	183	205
El Pino	136	168
Hacienda Atacama	382	426
La Tatara	87	97
Buena Esperanza	594	720
Perales Viejo	602	1302
Cuatro Palomas	534	595
Imperial	395	466
Chañar Blanco	408	455
Camarones	209	311
El Jilguero	444	961

Con estos datos es posible determinar la proyección de la población, para así conocer el

impacto que esta tiene en el presente año:

$$P_n = P_0 \cdot (1 + i)^n \tag{5.1}$$

Donde Po es la población en el último año en que se tiene registro, i es la tasa de crecimiento, n es el año para el cual se está calculando la proyección de población y Pn población calculada para el año n. Despejando i de (5.1) se llega a (5.2).

$$i = \left(\frac{P_n}{P_0}\right)^{(1/n)} - 1 \tag{5.2}$$

Esta ecuación permite calcular la tasa de crecimiento media en un determinado periodo. Con estos datos es posible determinar la población de cada APR para el año 2021:

Tabla 5.2: Población 2021. Fuente : Elaboración propia

	Población 2021
Las Tablas	185
El Pino	141
Hacienda Atacama	390
La Tatara	89
Buena Esperanza	615
Perales Viejo	693
Cuatro Palomas	545
Imperial	407
Chañar Blanco	416
Camarones	225
El Jilguero	511

5.2. Aguas no contabilizadas

Las aguas no contabilizadas (ANC) son la diferencia entre la medición del agua producida y facturada. Esta diferencia siempre existe, y tiene varias causales como, por ejemplo, fugas por roturas en las redes, imprecisiones en los elementos de medición, consumos en incendios, etc. Se expresan como un porcentaje y se calcula según (4.3).

$$ANC = \frac{VAP - VAF}{VAP} \cdot 100\,\% \tag{5.3}$$

Donde VAP es el volumen anual de agua producida en metros cúbicos y VAF es el volumen anual de agua facturada.Para efectos del trabajo se considera el VAF como el agua requerida para el consumo de cada APR, información brindada por el informe de sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile.

Tabla 5.3: VAF proyectado a 20 años. Fuente : sustentabilidad de asentamientos humanos rurales en Chile

Año	VAF m3/año
2021	649.409,61
2022	669.532,10
2023	690.755,24
2024	713.153,02
2025	736.804,73
2026	761.795,26
2027	788.215,53
2028	816.162,96
2029	845.741,90
2030	877.064,12
2031	910.249,41
2032	945.426,08
2033	982.731,62
2034	1.022.313,35
2035	1.064.329,15
2036	1.108.948,19
2037	1.156.351,77
2038	1.206.734,19
2039	1.260.303,67
2040	1.317.283,41
2041	1.377.912,62

Pero como se logra apreciar no se posee información sobre el VAP, ante esta falta de datos precisos se ha tomado el valor de las ANC como 30 %, que se estima es el promedio a nivel nacional

5.3. Dotación de consumo y población

Algebraicamente se define la dotación de consumo como el cociente entre el volumen anualmente facturado y el promedio de la población abastecida en el año multiplicado por 365.

$$D.C. = \frac{VAF}{Poblcion \cdot 365}[L/Hab/Dia] \tag{5.4}$$

Conceptualmente este parámetro identifica el consumo diario promedio por habitante de la localidad abastecida.

Con respecto a la dotación de población, esta se define como :

$$D.P = \frac{D.C}{1 - \frac{ANC}{100}} [l/Hab/Dia] \tag{5.5}$$

Con los parámetros calculados anteriormente se tiene la información para calcular el caudal de requerido para abastecer a la población objetivo.

El caudal medio de producción se calcula con (5.6), donde se asume una cobertura del 100 %.

$$Q_{medio} = \frac{Poblacin \cdot D.P.}{86400} [L/s] \tag{5.6}$$

Este cálculo es un paso previo para calcular el caudal máximo diario (Qmáxd), que es el que finalmente se ocupa para diseñar las obras de asociadas a la producción de agua potable. Qmáxd se calcula según (5.7)

$$Q_{maxd} = FDMC \cdot Q_{medio} \tag{5.7}$$

Para el factor día de máximo consumo (FDMC), según las normas de diseño de agua potable rural se recomienda un FDMC entre 1,2 a 1,5. Para efecto del trabajo se considero un valor igual a 1.5

Tabla 5.4: Q_{maxd}. Fuente: elaboración propia

	Qmáxd [L/s]
Las Tablas	2,03
El Pino	1,51
Hacienda Atacama	4,24
la Tatara	0,96
Buena Esperanza	6,60
Perales Viejo	6,68
Cuatro Palomas	5,92
Imperial	4,28
Chañar Blanco	4,53
Camarones	2,33
El Jilguero	4,93

5.4. Dimensionamiento de la planta

5.4.1. Características del agua permeada deseada

Para poder determinar el las condiciones iniciales de trabajo de la planta desaladora se utiliza la siguiente formula;

$$Q_f = \frac{Q_p}{\eta} \tag{5.8}$$

Donde :

- Q_f =caudal de alimentación o agua bruta
- Q_p=caudal de permeado o caudal producto.
- η=Conversión o recuperación general del sistema.

Se conoce el caudal necesario de permeado y el rendimiento general del sistema

- Q_f=104 l/s
- η=45 %

Se calcula el caudal de alimentación

$$Q_f = \frac{104}{0,45} = 231,1[l/s]$$

Se calcula el caudal de rechazo al reemplazar el valor de caudal de agua bruta y permeado

$$Q_r = Q_f - Q_p = 231,1 - 104 = 127,1[l/s] \tag{5.9}$$

5.4.2. Selección de membrana

Para este punto se selecciono la membrana de Ósmosis de 400 GPD, Green Filte, cuyo proveedor es Osmoaqua, y sus características principales se destacan a continuación:

- Modelo: 3013-400
- Producción máxima: Hasta 400 GPD (1400 litros día).
- Rechazo de sales: Hasta el 97 %.
- Presión de trabajo recomendada: 4,5 / 6,0 bar.
- Válvula limitadora recomendada: 550/800/1000 ml.
- Área de la membrana:0.065 m^2

5.4.3. Calculo del Número de Membranas y Tubos de Presión.

Para calcular el número de membranas (Ne),se divide el caudal de permeado requerido (Qp) entre el flujo específico (f) y el área activa de la membrana (A)

$$Ne = \frac{Q_p}{f \cdot A} \tag{5.10}$$

Se selecciona el flujo especifico (f) de diseño con base en la guía de diseño de FILMTEC para elementos de 8 pulgadas. El rango de flujo recomendado para el tipo de agua captada se encuentra entre 7 y 10 gfd, por lo tanto, se escoge f=10 gfd

$$Ne = \frac{2373744[G/dia]}{10[G/ft^2 \cdot dia] \cdot 0{,}7[ft^2]} \approx 340$$

Para calcular el número aproximado de tubos de presión (Nv), se divide el número de membranas (Ne) entre el número de membranas por tubo de presión que corresponde a 7 (Nev)

$$Nv = \frac{Ne}{Nev} = \frac{340}{7} \approx 48 \tag{5.11}$$

5.4.4. Selección de bombas

Para la selección de bombas se utiliza la ecuación mostrada a continuación para el calculo de las potencias necesarias

$$P[W] = Q \cdot \rho \cdot g \cdot h_b \tag{5.12}$$

Donde :

- Q es el caudal en m^3/s
- ρ es la densidad
- g corresponde a la gravedad
- h_b corresponde a la altura bruta

Tabla 5.5: Potencia de bombas.Fuente: elaboración propia

Bomba	potencia [W]	Precio [$]
Bomba de aducción	452760	8.410.600
Bomba de alimentación de membranas	282975	7.569.540
Bomba de alta presión	2105334	63.920.560

En la sección de anexos se detallara las características de las bombas seleccionadas para cada caso

Capítulo 6

Bono de carbono

La huella de carbono nace como medida de cuantificar y generar un indicador del impacto que una actividad o proceso tiene sobre el cambio climático, más allá de los grandes emisores.

Esta se define como el conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero producidas, directa o indirectamente, por personas, organizaciones , productos, eventos o regiones geográficas. en términos de CO2 equivalente y sirve como una útil herramienta de gestión para conocer las conductas o acciones que están contribuyendo a aumentar nuestras emisiones, cómo podemos mejorarlas y realizar un uso más eficiente de los recursos

La huella de carbono puede ser abordada dependiendo del enfoque o alcance específico. Para cada uno de estos enfoques existen diferentes protocolos o metodologías reconocidas internacionalmente. Los enfoques son básicamente los siguientes:

1. Enfoque corporativo: Evalúa la huella de carbono de una organización durante un periodo de tiempo establecido, normalmente un año calendario. Para su apropiada gestión, la huella de carbono corporativa agrupa las emisiones de gases de efecto invernadero en 3 alcances:

    - Emisiones directas (Alcance 1): son aquellas emisiones de gases de efecto invernadero que provienen de fuentes que son propiedad o son controladas por la empresa, como por ejemplo, consumo de combustibles fósiles en fuentes fijas y/o móviles, fugas no intencionadas de los equipos de climatización, etc
    - Emisiones indirectas por consumo y distribución de energía (Alcance 2): corresponden a las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de electricidad y/o vapor generados por terceros.
    - Otras emisiones indirectas (Alcance 3): son aquellas emisiones de gases de efecto invernadero que no son de propiedad ni están controladas por la empresa, como por ejemplo, transporte de los funcionarios, viajes aéreos o terrestres por motivos de trabajo, transporte de insumos, generación y trasporte de residuos, entre otros

La huella de carbono corporativa se utiliza principalmente para la elaboración de reportes corporativos, los que sirven de base para la comunicación del desempeño de la empresa frente al cambio climático con todos los grupos de interés (proveedores, clientes, inversionistas, gobierno y otros).

Dentro de las metodologías para llevar a cabo una evaluación de la huella de carbono corporativa se puede encontrar la norma internacional ISO 14064 y el Estándar corporativo de contabilidad y reporte (GHG Protocol) del Instituto de Recursos Mundiales (WRI) y el Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sustentable (WBCSD).

2. Enfoque de ciclo de vida de un producto o servicio

   Evalúa la huella de carbono de productos (bienes y/o servicios), a lo largo de toda la cadena de valor incluyendo, en algunos casos, el uso o consumo de éstos y el término de su vida útil. Ha tenido un gran impacto y desarrollo en Europa y Japón, donde el etiquetado de productos es una tendencia creciente y rápidamente se está extendiendo hacia otros países, principalmente países exportadores.

   Dentro de las metodologías para llevar a cabo una evaluación de la huella de carbono de producto, la de mayor reconocimiento internacional es las Especificaciones para la evaluación del ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero de bienes y servicios (PAS 2050:2011) desarrollada por la BSI Group a petición del Gobierno del Reino Unido

3. Enfoque personal Evalúa las emisiones de gases de efecto invernadero directas e indirectas de una persona en un período de tiempo determinado. Puede usarse como un indicador de la incidencia de las acciones personales al fenómeno del cambio climático. Para su determinación es necesario conocer los hábitos de consumo de una persona y en base al resultado modificar las principales fuentes de emisión sin alterar el desarrollo de su diario vivir.

   La Oficina de Cambio Climático ha elaborado una calculadora de huella de carbono ciudadana 10 que consiste en una herramienta interactiva para que cualquier ciudadano pueda calcular rápidamente su huella de carbono, cuantificando el impacto de sus actividades, consumos u hábitos. Finalizado el cálculo, la herramienta entrega una identificación de las principales fuentes de emisiones, junto con prácticos consejos y recomendaciones para la reducción de emisiones y la eficiencia en el uso de recursos.

4. Enfoque de eventos:

   Evalúa las emisiones de gases de efecto invernadero debido al uso de electricidad, transporte de asistentes, preparación de alimentos, insumos de papelería, entre otras fuentes de emisiones generadas durante la planificación y realización de un evento. En la mayoría de los casos, la finalidad para la realización de estos cálculos es la neutralización de las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la compra de bonos de carbono

y su posterior certificación como evento carbono neutral. Este ejercicio contribuye una base para la optimización de recursos y la incorporación de las temáticas ambientales en toda clase de actividades.

Eventos de pequeña y gran envergadura han neutralizado sus emisiones de gases de efecto invernadero, algunos ejemplos destacables son el evento de lanzamiento de la segunda comunicación nacional de Chile, el festival Lollapalooza, la Conferencia de las Partes 16 en Cancún (México), la feria Carbon Expo, entre muchos otros.

5. enfoque territorial

   Evalúa las emisiones de gases de efecto invernadero de un área específica cuyos límites establecidos corresponden a los geográficos o político-administrativos. Se debe determinar un territorio acotado como una comuna, una región, una isla u otro y cuantificar sus emisiones. Representa un buen ejercicio para determinar el impacto global del cambio climático en un área y posteriormente implementar planes de mitigación a escala más efectiva.

   A nivel nacional, la Isla de Pascua ha sido el primer territorio que ha calculado su huella de carbono a nivel nacional. También el archipiélago de Juan Fernandez y la Región Metropolitana han realizado este ejercicio.

6. Enfoques específicos por industria

   Evalúa las emisiones de gases de efecto invernadero de un sector productivo específico, determinando su impacto y contribución al fenómeno del cambio climático. Al igual que en los anteriores enfoques, las emisiones de gases de efecto invernadero son cuantificadas en todas las etapas de producción y el resultado y análisis de este puede incentivar la optimización de los procesos productivos y el uso de materias primas. Esto permitirá tener ventajas competitivas al convertir más eficientes las actividades productivas. La experiencia nacional ha comenzado hace un par de años y se puede citar a la industria vitivinícola como una de las pioneras en esta iniciativa.[9]

6.1. Gestión de la huella del carbono

Si bien la huella de carbono entrega un indicador numérico, la mayoría de las organizaciones a nivel mundial han avanzado en la gestión de su huella en un ciclo constante que implica:

- Análisis del estadio inicial: es de suma importancia que las organizaciones conozcan los objetivos internos antes de comenzar con el proceso de cuantificación, ya que este análisis permite determinar el enfoque de la huella de carbono y su gestión

- Cuantificación de la huella de carbono: elaboración de un inventario de gases de efecto invernadero mediante la selección del método de cálculo, identificación de las fuentes

de emisiones, recolección de datos, elección de factores de emisión, y aplicación de una herramienta de cálculo para obtener las emisiones de gases de efecto invernadero (en toneladas de CO2 equivalente) y conocer las principales fuentes de emisión

- Análisis de riesgos y oportunidades: una vez conociendo el valor numérico de la huella de carbono, y sus principales fuentes de emisión, es posible realizar un análisis de los riesgos y oportunidades que ésta representa con la finalidad de avanzar en la eficiencia de los procesos y el mejoramiento del uso de recursos.

- Plan de mitigación: consiste en un grupo de medidas y estrategias que tienen por finalidad evitar o disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, ya sea mediante reducciones directas (por ejemplo proyectos de eficiencia energética, cambios de hábitos, reducción en consumo de combustibles e insumos, mejoras en la logística, gestión de los residuos, entre otras) y/o compensación mediante la compra de bonos de carbono 11 . La primera y más efectiva opción de reducción de la huella de carbono es alcanzar el aumento de la eficiencia en la producción

- Comunicar: es importante dar a conocer las nuevas metas de la empresa, así como el logro de los diferentes objetivos propuestos y las acciones tomadas demostrando. Esta es una forma de demostrar el compromiso de la organización con el medio ambiente y la sustentabilidad. Para la confiabilidad y credibilidad del proceso es importante que la organización evite caer en el greenwashing 12 (lavado verde).[9]

6.2. Normas involucradas

El control eficiente de las huellas de carbono presenta ciertas normativas mediante las cuales debe ser regularizado, entre las cuales destaca:

6.2.1. ISO 140634

ISO 14064 es una norma internacional que tiene como principal objetivo el aportar veracidad y credibilidad a los reportes de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) por la actividad de una determinada organización.

Aunque esta norma no es certificable, sí verificable, es decir, que permite asegurar mediante una empresa acreditada e independiente que la declaración efectuada relativa a las emisiones de gases de efecto invernadero, a través del informe de emisiones elaborado, es completa, coherente y transparente.

la ISO 14064 ha sido estructurada en tres partes:

1. Parte 1: Establece aquellos principios y requisitos de la organización para llevar a cabo el diseño, desarrollo, gestión y notificación de los niveles de inventario de GEI. Incluye los requisitos para la determinación de los límites, cuantificación de las emisiones y de

la absorción, e identificación de acciones o actividades específicas de la organización encaminadas a mejorar su gestión de GEI. También incluye los requisitos y directrices sobre gestión de la calidad del inventario de GEI, presentación de informes, auditorías internas y responsabilidad de la organización en la verificación.

2. Parte 2: se centra en los proyectos de GEI o en proyectos específicamente diseñados para minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero o aumentar las absorciones de los mismos. Incluye además los principios y requisitos para la determinación de los escenarios de referencia del proyecto y para observar, cuantificar e informar sobre los resultados del proyecto en relación a los aspectos básicos. Finalmente aporta las bases para que dichos proyectos sean validados y verificados correctamente.

3. Parte 3: establece los principios, requisitos y guías para los organismos que realizan la validación y verificación de la información de GEI. También aporta el proceso para proporcionar seguridad a los potenciales usuarios de una organización o de un proyecto de GEI, de que las afirmaciones son completas, exactas, coherentes, transparentes y sin ningún tipo de discrepancias materiales.

6.2.2. PAS 2050

Creada por el BSI, British Standards Institution la Norma PAS 2050 es una especificación para verificar la Huella de Carbono en el ciclo de vida de un producto o servicio.Esta norma establece un método para la medición de los gases emitidos.

El primer paso para la implantación de la Norma PAS 2050 es el cumplimiento de la legislación vigente por parte de la organización en cuanto a la actividad que la misma desarrolla.

A continuación, aquellas que quieran elaborar un análisis del ciclo de vida de sus productos según la norma PAS 2050, deberán demostrar que se realiza sobre todas las fases del ciclo.

En función del tipo de producto o servicio PAS 2050 diferencia dos modelos de ciclos de vida.

- Business to Business: Cuando se considera como final del ciclo de vida de la entrega del producto o servicio a otra organización, para que ésta lo emplee en la elaboración de otro producto.

- Business to Customer: Cuando se considera el ciclo de vida al completo, ya que se tiene en cuenta la entrega del producto o servicio final al cliente y las actividades posteriores a esto.

PAS 2050 establece una serie de fuentes de emisión de gases que deben ser tenidas en cuenta por ejemplo el empleo de energías, las pérdidas de gases volátiles, las reacciones químicas y las combustiones

6.3. Plan de descarbonización

El Plan de descarbonización de la matriz energética, primeramente surge del acuerdo voluntario entre el Ministerio de Energía y las empresas generadoras eléctricas Aes Gener, Colbún, Enel y Engie. En una primera etapa, hasta el año 2024, serán cerradas ocho centrales termoeléctricas, las más antiguas del país, ubicadas en las comunas de Iquique, Tocopilla, Puchuncaví y Coronel.

Conjuntamente con el proceso de descarbonización, el Ministerio de Energía, junto a los Ministerios de Medio Ambiente y Trabajo está desarrollando la Estrategia de Transición Justa en Energía y Sostenibilidad. La Estrategia considera el cierre total de las 28 centrales termoeléctricas para el 2040. Durante el proceso de elaboración de la Estrategia se espera hacer partícipes a los actores relevantes público,privado, de la sociedad civil y academia, tanto a nivel local como nacional, así como someter dicha propuesta a un proceso de consulta pública. La Estrategia fue lanzada el 23 de junio de 2020, y se espera concluir en el primer semestre de 2021.

Los puntos centrales del acuerdo son:

- Las empresas se comprometen a no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes a partir de esta fecha.

- Se creará un Grupo de Trabajo para que analice, en el contexto de los objetivos de la Política Energética 2050, los elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permita establecer un cronograma y las condiciones para el cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes.

- El Ministerio de Energía coordinará este Grupo de Trabajo al cual se invitará a todas las instituciones relevantes en este proceso.

A nivel local, la Estrategia diseñará e implementará los Planes de Acción Locales en las comunas que tienen emplazadas centrales termoeléctricas a carbón. El sentido de los Planes es hacer un diagnóstico sobre las necesidades de las comunidades en cuanto a empleos, medio ambiente, salud, aspectos territoriales, entre otros. Se espera que las acciones que se tomen provengan de procesos participativos, para establecer metas, indicadores, plazos y responsabilidades.

A continuación, se muestra el plan de desafección de las centrales termoeléctricas hasta el 2024,la continuación de cierres al 2040

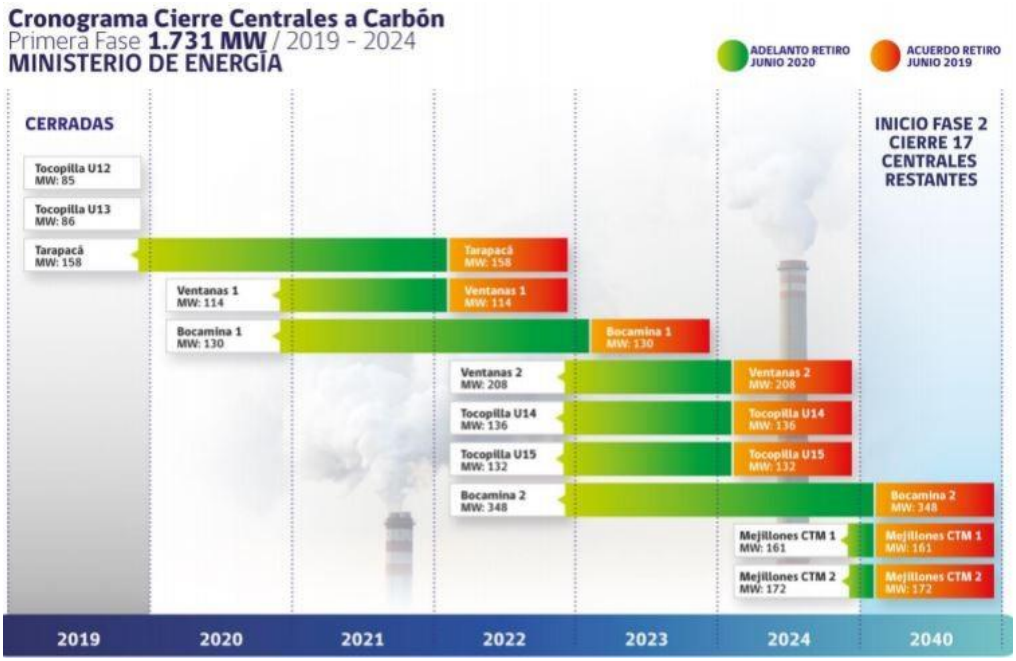


Figura 6.1: Plan de cierre de generadoras eléctricas a carbón hasta el 2024. Fuente: Estrategia de Transición Justa en Energía. Ministerio de Energía (2019)

En el 23 de junio de 2020, el ministro de Energía, Juan Carlos Jobet, junto a las ministras del Trabajo, María José Zaldívar, y Medio Ambiente, Carolina Schmidt, dieron inicio al proceso de elaboración de la Estrategia de Transición Justa en energía

Durante el año 2020 el plan de retiro de las centrales fue acelerado con Ventanas 1 (Puchuncaví) y Bocamina 1 (Coronel), totalizando un retiro del 11 % de la capacidad de centrales a carbón del país (573 MW). Y para el 2024, todas las centrales a carbón con más de 30 años operando serán desafectadas

6.4. Mercado de los bonos de carbono

En la actualidad existe un mecanismo internacional que esta encargado de los bonos de carbonos, el cual es el Mecanismo de Desarrollo Limpio o Clean Development mechanism (CMD).

El CMD nace con el proyecto de Kioto, y tiene como objetivo estimular el desarrollo sustentable y la reducción de las emisiones, mientras otorga a los países industrializados cierta flexibilidad con respecto a la emisiones de gases de efecto invernadero.

La CMD proviene de la UNFCCC, la cual ha establecido financiar la adaptación de proyectos y programas en países en desarrollo participes del protocolo de Kioto, que sean

particularmente vulnerables al cambio climático. Para poder acceder a este financiamiento, los proyectos deben pasar por los siguientes pasos establecidos:

1. Diseño: El diseño del proyecto debe ser desarrollado en base a una plantilla que se encuentra en la pagina de CMD, haciendo uso de la base de trabajo establecida y la metodología de monitores especificada

2. Aprobación nacional: los participantes del proyecto deben asegurar que la autoridad nacional designada aprueba el proyecto mediante una carta que debe indicar que el país es participe del protocolo nacional de Kioto, que la participación es voluntaria y que se demuestre que el proyecto contribuye a un desarrollo sustentable

3. Validación: EL proyecto es validado por un tercero, independiente del CMD

4. Registro: Es la forma oficial mediante la cual se valida el proyecto. EL registro es el pre-requisito para la verificación, certificación y bonos de carbono emitidos por la actividad

5. Monitoreo: Los responsables del proyecto deberán ser quienes supervisen las actuales emisiones de a cuerdo a la metodología aprobada

6. Verificación: Entidades operacionales designadas verifican que las reducciones toman lugar ,en el periodo declarado de a cuerdo al plan de monitoreo aprobado

7. Bono de carbono emitido: La entidad a cargo presenta el reporte fina donde se validan los bonos de carbono solicitados

Los bonos de carbono bajo el mercado regulado son parte de los instrumentos definidos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Dichas reducciones se miden en toneladas de CO2 equivalente, y se traducen en certificados de emisiones reducidas (CER). Un certificado de emisiones reducidas equivale a una tonelada de CO2 que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado formal de carbono a países. En lo que respecta a su valor un bono de carbono, que es igual a 1 tonelada de CO2 que ha sido removido de la atmósfera, según el impuesto nacional al carbono tiene un valor de $17660 para el año 2021.[10]

El proyecto planteado permite la opción de vender estos bonos de carbono como fin de financiamiento o bien reducir la inversión que este involucra. Para ello se tiene el dato que por cada Kwh generado mediante el sistema de tecnologías tradicionales se producen 0.28 kg de CO2. Sumado a este dato, es conocido que el consumo energético de una planta desaladora por ósmosis inversa es de alrededor de 3 Kwh/m^3.

Con estos datos es posible estimar las emisiones de CO2 vinculadas a las planta de carbono. Para esto primero se utilizara el Caudal medio estimado para cada año de cada uno de los APR y se sumara, luego este valor se multiplica por los 0.0028 kg de CO2 producidos por cada Kwh, y finalmente se multiplica por el valor de la tonelada de CO2

Tabla 6.1: Bonos de carbono.Fuente: elaboración propia

Año	KWh/año	Ton CO2/año	$/año (bono de carbono)
2021	2951861,9	826,5213255	$ 14.596.367
2022	3043327,7	852,1317658	$ 15.048.647
2023	3139796,5	879,1430266	$ 15.525.666
2024	3241604,7	907,6493032	$ 16.029.087
2025	3349112,4	937,7514771	$ 16.560.691
2026	3462705,7	969,5575982	$ 17.122.387
2027	3582797,9	1003,183401	$ 17.716.219
2028	3709831,6	1038,752858	$ 18.344.375
2029	3844281,3	1076,398776	$ 19.009.202
2030	3986655,1	1116,26343	$ 19.713.212
2031	4137497,3	1158,499252	$ 20.459.097
2032	4297391,3	1203,269556	$ 21.249.740
2033	4466961,9	1250,749333	$ 22.088.233
2034	4646878,9	1301,126087	$ 22.977.887
2035	4837859,8	1354,600742	$ 23.922.249
2036	5040673,6	1411,388611	$ 24.925.123
2037	5256144,4	1471,720439	$ 25.990.583
2038	5485155,4	1535,843511	$ 27.122.996
2039	5728653,1	1604,022856	$ 28.327.044
2040	5987651,9	1676,542526	$ 29.607.741
2041	6263239,2	1753,706973	$ 30.970.465

Capítulo 7

Sistema de distribución de agua

Para poder determinar el Diámetro de la tubería a usar es necesario realizar un análisis económico comparando la amortización con los costos de la tarifa eléctrica. Para esto en primera instancia se calcula la velocidad en función de los diámetros comerciales para tuberías de PVC con la siguiente formula:

$$V = \frac{Q \cdot 4}{\pi \cdot D^2} \tag{7.1}$$

Donde el valor del caudal corresponde a la proyección del caudal máximo para el año 2041 que es igual a 0.099 [m^3/s]. Así se busca que la velocidad este entre 1 y 3 m/s , que es la velocidad recomendada para las tuberías

Tabla 7.1: Velocidades según diámetro. Fuente: elaboración propia

Diámetros [m]	Velocidad [m/s]
0,063	31,7588095
0,075	22,409016
0,09	15,5618167
0,11	10,4174145
0,125	8,06724576
0,14	6,43115892
0,16	4,92385605
0,2	3,15126787
0,25	2,01681144
0,315	1,27035238
0,355	1,00020405
0,4	0,78781697

Así se procede a trabajar con los últimos 5 diámetros que cumplen con la condición de velocidad ya mencionada.

El siguiente paso a seguir es el calculo de las perdidas por fricción en las tuberías, para esto se procede identificar el factor de fricción según el siguiente gráfico

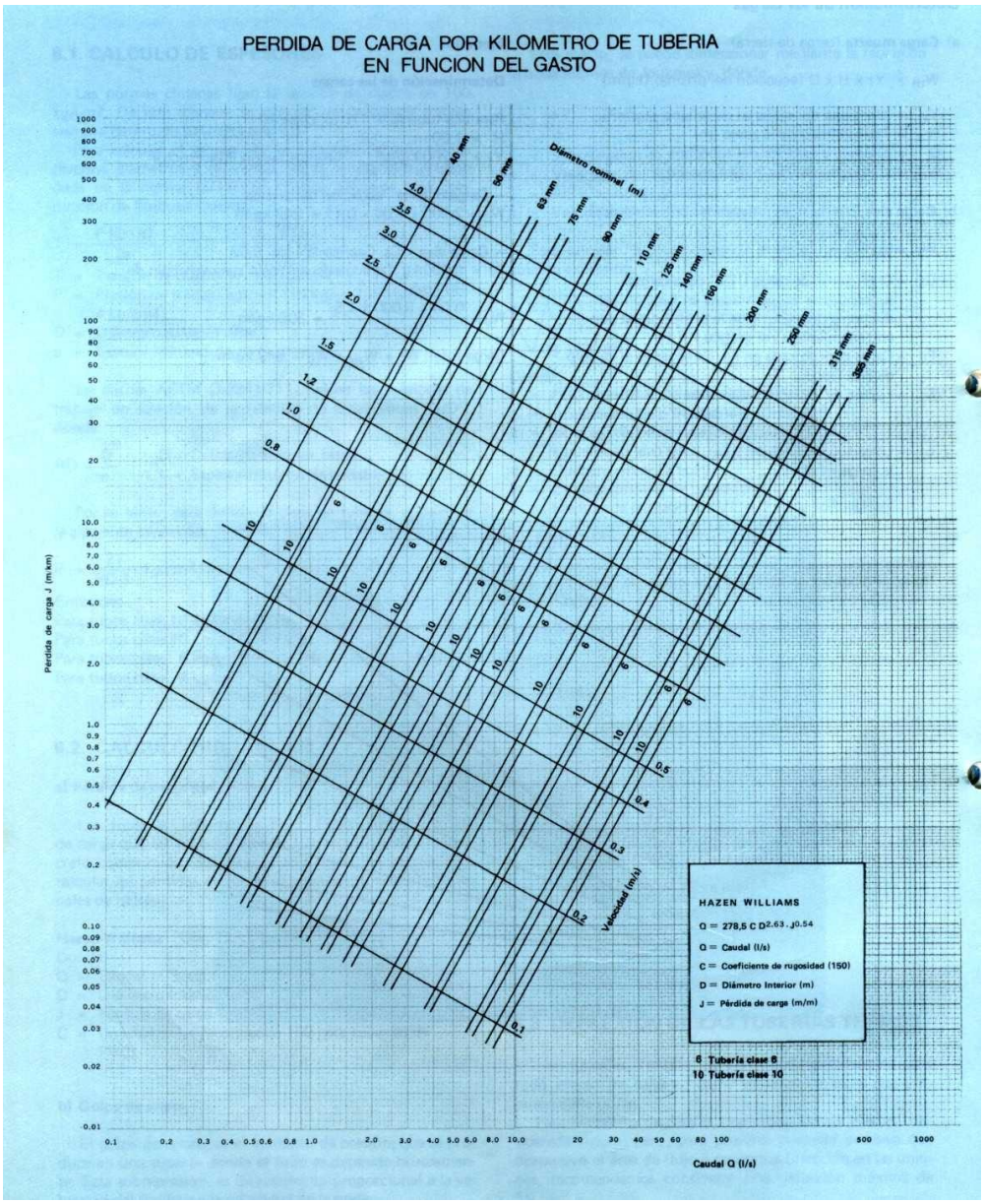


Figura 7.1: Perdidas PVC.Fuente: Material de estudio curso Bombas y Compresores.

Los factores de fricción identificados corresponden a los siguientes :

Tabla 7.2: Diámetro y factor de fricción.Fuente: elaboración propia

Diámetro [m]	f [m/km]
0,2	15
0,25	5
0,315	1,5
0,355	0,8
0,4	0,5

Con estos datos ya es posible conocer la altura neta o TDH de las bombas :

Tabla 7.3: TDH según diámetro. Fuente: elaboración propia

Diámetro [m]	TDH [m]
0,2	2279,7095
0,25	587,49893
0,315	399,60128
0,355	385,75035
0,4	381,97886

Una vez que el TDH ya es conocido es posible determinar la potencia correspondiente según la siguiente formula:

$$P_E = \frac{Q \cdot TDH \cdot \rho \cdot g}{\eta_b \cdot \eta_m \cdot \eta_e} \tag{7.2}$$

Donde :

$$\eta_b = 80\,\% \qquad \eta_m = 96\,\% \qquad \eta_e = 90\,\% \tag{7.3}$$

Así se obtienen los siguientes valores para las potencias eléctricas según cada diámetro:

Tabla 7.4: Potencian eléctrica según diámetro. Fuente: elaboración propia

Diámetro [m]	P E [kW]
0,2	1302,083
0,25	810,1852
0,315	578,7037
0,355	535,3009
0,4	535,3009

Para continuar con el análisis es necesario conocer el precio de venta de las tuberías, los cuales se muestran a continuación :

Tabla 7.5: Precios tuberías. Fuente: Elaboración propia

Diámetro [m]	K$ por 6 m
0,2	135
0,25	200
0,315	330
0,355	420
0,4	530

Con estos valores es posible determinar cuanto es el gasto para una longitud de 50 [km], que es lo que necesita el proyecto:

Tabla 7.6: Valor total de cañerías. Fuente: Elaboración propia

Diámetro [m]	$ tubería
0,2	$ 1.667.000.000
0,25	$ 2.083.500.000
0,315	$ 2.750.000.000
0,355	$ 3.500.000.000
0,4	$ 4.417.000.000

Además es necesario considerar la mano de obra de la instalación, la cual se considera como un 30 % del precio de la tubería :

Tabla 7.7: Valor mano de obra.Fuente: Elaboración propia

Diámetro [m]	$ Mano de obra
0,2	$ 500.100.000
0,25	$ 625.050.000
0,315	$ 825.000.000
0,355	$ 1.050.000.000
0,4	$ 1.325.100.000

Para continuar con el calculo es necesario pasar la potencia a KW por año, para así saber cuanto es la energía requerira anualmente, y luego multiplicarlo por el costo eléctrico que corresponde a 88.24[$/KWh], así se obtiene los siguientes valores:

Tabla 7.8: Tarifa eléctrica. Fuente: Elaboración propia

Diámetro [m]	$ Tarifa eléctrica
0,2	$ 1.006.670.000
0,25	$ 626.372.444
0,315	$ 447.408.889
0,355	$ 413.853.222
0,4	$ 413.853.222

Luego es necesario sumar el costo de las tuberías , la mano de obre y el precio de las bombas, para después actualizar el valor con la amortización :

Tabla 7.9: Precio Bombas. Fuente: Elaboración propia

Diámetro [m]	$ Bombas
0,2	$ 221.306.000
0,25	$ 126.684.000
0,315	$ 76.636.000
0,355	$ 75.854.000
0,4	$ 75.854.000

Tabla 7.10: Valor presente. Fuente: Elaboración propia

Diámetro [m]	$ Valor presente
0,2	$ 2.388.406.000
0,25	$ 2.835.234.000
0,315	$ 3.651.636.000
0,355	$ 4.625.854.000
0,4	$ 5.817.954.000

Luego es necesario implementar la formula de amorticacion que se detalla a continuación:

$$Amortizacion = VP \cdot \frac{(1+i)^a \cdot i}{(1+i)^a - 1} \tag{7.4}$$

Donde:

- VP: Valor presente
- i: interés, evaluado en un 10 %

- a: la cantidad de años a evaluar el proyecto, que en este caso serán 20 años

obteniendo los siguientes resultados por diámetro de tubería:

Tabla 7.11: Amortización. Fuente: Elaboración propia

Diámetro [m]	$ Amortización
0,2	$ 280.541.273
0,25	$ 333.025.522
0,315	$ 428.919.794
0,355	$ 543.351.075
0,4	$ 683.374.694

Así al graficar la amortización versus el consumo eléctrico se obtiene el siguiente gráfico:

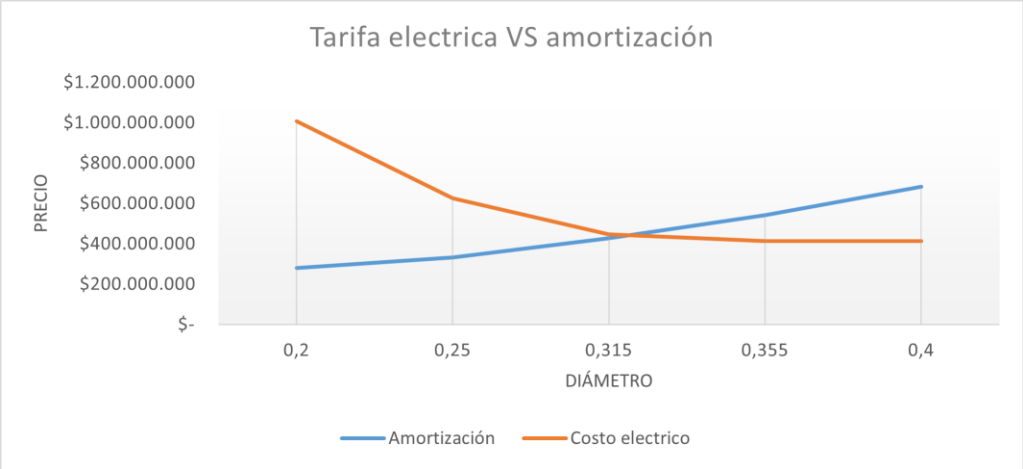


Figura 7.2: Costo eléctrico vs amortización. Fuente: elaboración propia

Como se logra apreciar, las curvas se interceptan en el diámetro de 0.315 [m], por lo cual este es el valor óptimo para la construcción del sistema de distribución de las aguas hacia los APR, en conjunto con los valores de las potencias ya calculadas

Capítulo 8

Parque fotovoltaico

El Parque Fotovoltaico (FV) tiene la capacidad de transformar la radiación solar y convertirla en energía eléctrica útil.

Las desventajas principales de este sistema es que requieren limpieza constante, pues la acumulación de polvo que sedimenta en la superficie del panel afecta de gran manera en la capacidad de generación. Además, dado que solo se cuenta con algunas horas de sol al día, es necesario tener un respaldo para suministrar energía al sistema de impulsión y potabilización.

8.1. Paneles solares

Existen diferentes tecnologías de paneles para generación fotovoltaica, por ejemplo: Fijo inclinado, HSAT, TSAT, HTSAT y VSAT. A diferencia del tipo fijo inclinado, las otras tecnologías hacen – en alguna modalidad – un seguimiento de la orientación solar y por ello incrementan su eficiencia, pero también aumenta su valor de adquisición y mantención. Para la zona en estudio y en una localización específica, los factores de planta (FP) de estas tecnologías son las siguientes:

- Fijo inclinado: FP 19,0 %
- HSAT: FP 23,0 %
- TSAT: FP 23,0 %
- HTSAT: FP 24,0 %

Es posible observar que la diferencia de factor de planta entre la tecnología fija y las otras tecnologías tiene una diferencia máxima de 5 %; sin embargo su valor de adquisición es muy superior (incluso pudiendo alcanzar hasta 10 veces el valor del sistema fijo). Además, su mantención y especialización también aumenta, razón por la cual se utilizará la tecnología de panel fijo inclinado[1]
El panel fotovoltaico a utilizar en la evaluación tiene las siguientes características:

- Potencia 530 [W]
- Tipo de célula: monocristalino
- Dimensiones: 225.6 cms de alto X 113.4 cms. de ancho X 3.5 cms. de marco

8.2. Regulador de carga:

Un regulador de carga solar es el encargado de controlar el flujo energético que circula entre las placas solares y las baterías de la instalación. El regulador de carga trabaja en función de la intensidad y voltaje a la que se inyecta energía en las baterías, por lo que se trata de un dispositivo preparado para controlar constantemente el nivel de carga de las baterías y optimizar la vida útil.

Según el tipo de regulador, otra de las funciones puede hacer es la de evitar que las baterías se descarguen durante la noche o proporcionar información del estado de carga del sistema e información de la instalación a través de una pantalla integrada.

Existen 2 tipos de reguladores:

- **reguladores MPPT:** Estos maximizan su corriente a la salida de las baterías. Son capaces de adaptar la entrada fotovoltaica a la tensión de las baterías. Esto lo que permite es hacer funcionar la placa solar en su punto de máxima potencia para así obtener la máxima eficiencia de producción en cada instante. Además cuentas con las siguientes características:
    - Los reguladores MPPT se dimensionan dependiendo de la potencia fotovoltaica y la tensión de las baterías
    - Se averían cuando se sobrepasa la tensión máxima de entrada fotovoltaica
    - Pueden trabajar con paneles de 36 células, 72 células y paneles de conexión a red.
- **reguladores PWM:**únicamente pueden ser utilizados si la tensión de las placas solares y las baterías es la misma, es decir, si los paneles son de 24V y las baterías también. Si los paneles fueran de 24V y las baterías de 12V la única opción posible sería un regulador de carga MPPT. Además cuentas con las siguientes características:
    - Los reguladores PWM se caracterizan por tener un precio inferior a los reguladores MPPT.
    - Se dimensionan dependiendo de la intensidad máxima de las placas y la tensión de las baterías.
    - Se averían al sobrepasar su intensidad nominal.
    - Solo pueden trabajar con placas de 36 y 72 células, es decir, módulos de 12V y 24V.[1]

8.3. Baterías

Una batería eléctrica, acumulador eléctrico o simplemente pila, batería o acumulador, es un dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en corriente eléctrica. Cada celda consta de un electrodo positivo, o ánodo, un electrodo negativo, o cátodo, y electrolitos que permiten que los iones se muevan entre los electrodos, permitiendo que la corriente fluya fuera de la batería para llevar a cabo su función, alimentar un circuito eléctrico.

Son una de las alternativas preferidas al diseñar sistemas fotovoltaicos domésticos o de pequeña escala, pero no tanto para sistemas grandes de generación. Hoy en día, las baterías son un elemento de la vida cotidiana, todos llevan una en su bolsillo y muchos incluso en su muñeca, en su smartphone y reloj respectivamente. Algunas personas incluso, usan audífonos inalámbricos los cuales utilizan baterías para poder recibir la señal de audio y convertirla en sonido a través del auricular.

Las baterías de litio siguen siendo referidas como las mejores para las aplicaciones generales de almacenamiento de energía dada su alta densidad energética y alta eficiencia, como se explicará más adelante. Sin embargo, hay mas de un solo tipo de baterías de litio disponibles.

Las mayoria de las baterías de litio usadas para el almacenamiento de energía son de litio-ferrofosfato (LiFePO4, o LFP) dado su bajo costo y largo ciclo de vida. A pesar de esto, varios fabricantes de renombre como Tesla y LG Chem hacen uso de baterías de litio NMC. Una de las características más importantes de las baterías es su capacidad La capacidad de la batería es medida en amperios hora ([Ah]) o kilowatthora ([kWh]) e indica la cantidad de energía que puede suministrar antes de tener que ser detenida. Descargar más de lo indicado una batería puede acortar significativamente su vida útil. La profundidad de descarga (o DOD por sus siglas en ingles) indica qué porcentaje del total disponible puede ser ocupada, es decir, indica porcentualmente la capacidad de la batería.

Como regla general se puede considerar que las baterías de litio LFP están diseñadas para ser descargadas a 90 % de su capacidad total (10 % de estado de carga, o SOC por sus siglas en inglés) en ciclos diarios, mientras que las baterías tradicionales de plomo-acido (gel y AGM) en lo general no deben descargarse más de 30-40 % en uso diario, excepto para respaldo en situaciones de emergencia.

La eficiencia de la batería, o eficiencia de ciclo completo, es la eficiencia de la carga y la descarga o las pérdidas durante su uso. Debido a las leyes de la física, la transferencia de energía de una forma a otra resulta en perdidas de energía. En este caso, la transferencia es de energía eléctrica a química durante el proceso de carga de la batería, y de química a eléctrica durante la descarga. Generalmente, las perdidas en baterías de plomo-acido son de alrededor de 15-20 %, mientras que en las baterías de iones de litio son significativamente menores entre 2 y 8 %.

Una desventaja de las baterías de plomo-ácido es el tiempo de carga mucho mayor en comparación a las de iones de litio. Un ciclo de carga en baterías de plomo-ácido puede tomar de 2 a 4 horas, dependiendo de la profundidad de descarga. Esto significa que en situaciones climáticas intermitentes o malas, la eficiencia de la carga puede ser bastante baja y la carga completa podría no alcanzarse, lo que podría en algunos casos disminuir la vida de la batería. En contraste, las baterías de litio pueden cargarse rápidamente, entre 1 y 2 horas y pueden absorber energía eficientemente mucho más rápido.

Además, a diferencia de las baterías de plomo-ácido, las baterías de ion de litio pueden tolerar cargas parciales de estado de carga (POS por sus siglas en inglés) por largos periodos de tiempo sin degradación o problemas de sulfatación. Carga incompleta en manera recurrente en baterías de plomo-ácido, como puede ocurrir en invierno, puede reducir significativamente la vida de la mayoría de las baterías de AGM o gel.

Es por estos motivos que se decide trabajar con batería de litio para el proyecto.[1]

8.3.1. Características de las baterías

La energía producida por el parque FV puede ser almacenada en baterías para usarla cuando sea necesario. Una batería es cualquier tipo de sistema de almacenamiento energético. En esta sección, la energía química acumulada se convierte en energía eléctrica mediante una celda galvánica. Visto superficialmente, una celda galvánica es un dispositivo que consiste en dos electrodos de diferentes materiales (ánodo y cátodo) sumergidos en una solución electrolítica (acido).
Las principales características de las baterías son:

- **Capacidad [Ah]**: Es la cantidad de electricidad que puede almacenar durante la carga y la descarga.
- **Capacidad Nominal [Ah]**: Es la capacidad de la batería entregada por el fabricante en función a la velocidad de descarga recomendada
- **Voltaje de batería [V]**: Voltaje de la batería acorde a su modelo, existe una amplia gama.
- **Vida en flotación**: Vida útil de la batería en flotación, es decir, solo se proporciona la corriente necesaria para abastecer el auto consumo de esta (no está siendo utilizada). La temperatura toma un rol muy importante para el estado de flotación, se recomienda almacenarla entre 20 y 25°C
- **Vida en ciclos:** Es la vida útil representada en ciclos de la batería (cuantas veces se descargó)

En la actualidad se ofrecen tres tipos de batería y están divididas por su aplicación y forma de construcción. Las mayores aplicaciones para baterías son automovilísticas, marinas y de ciclo

profundo. Las baterías de ciclo profundo incluyen a la energía solar FV de reserva, tracción, RV (casa rodante) y barcos-hogar. Las construcciones son del tipo húmeda, gel y AGM (o secas).

Las baterías húmedas (wet) son las más comunes hoy en día, se ofrecen de todos los tamaños y sus diseños permiten diferentes usos. Se encuentran sin sellar, por lo que requieren una mantención constante de la que hay que tener mucho cuidado debido al riesgo de posibles derrames de ácido. Como medida de precaución se deben guardar en una caja de baterías con una ventilación apropiada. Su lado positivo es que su precio se aproxima al 50 % de las baterías de GEL o AGM, ambas de ciclo profundo.

El nuevo tipo de baterías cerradas sin necesidad de mantención son las de GEL o AGM, la primera de estas se especializa en aplicaciones de gran descarga. Un electrolito viscoso previene cualquier fuga de ácido en caso de que las celdas se encuentren dañadas, más aun, a diferencia de las húmedas, necesitan menos ventilación y su descarga en flotación es pequeñamente menor. Son útiles para temperaturas altas y una gran profundidad de descarga a baja intensidad.

A pesar de esto, las baterías de GEL poseen serias desventajas. Una de ellas es que deben ser cargadas a velocidades lentas para prevenir que cualquier exceso de gas perjudique las celdas. Es más, no pueden ser cargadas con reguladores comunes, si no serán dañadas permanentemente. Por otro lado, su voltaje de carga es aproximadamente 5 veces menor a las baterías del tipo AGM y húmedas, lo que significa que en condiciones de sobrecarga se generaran vacíos en la batería produciendo una pérdida en la capacidad de estas que jamás podrá ser recuperada y llevando a una muerte prematura que puede variar entre 2 y 4 años. Por último, y como resultado de lo observado, es imposible conectar baterías del tipo gel con las húmedas o AGM, ambas con voltajes de carga mayor. En otro orden de cosas y un precio menor que las baterías del tipo gel, pero aún mayor que las húmedas, se encuentran las del tipo AGM (absorved glass mat). Este nuevo tipo de baterías están diseñadas con un electrolito captivo por hojas de fibra de vidrio, lo que vuelve imposible las fugas en caso de ruptura. Entre sus ventajas se encuentran muchas de las ventajas de las baterías del tipo gel, un voltaje de carga superior, una corriente de descarga superior (mayor potencia), resistencia a las vibraciones, una resistencia interna extremadamente pequeña, una descarga en flotación que varía entre un 1- 3 % mensual, compatibilidad con las baterías del tipo húmedo, mejor rendimiento a bajas temperaturas y más. Sin lugar a duda, las baterías del tipo AGM ciclo profundo se posicionan en el mercado sobre las de GEL.

A modo de resumen, no existe una batería perfecta para todos los casos, pero si existe la posibilidad de instalar inteligentemente una batería del tipo AGM ciclo profundo para un arreglo FV con un DOD del 50 % para aprovechar al máximo su durabilidad-rentabilidad.[1]

8.4. Inversor

Un inversor solar es un componente de los sistemas solares fotovoltaicos que se encarga de convertir la corriente continua (energía producida por las placas solares) en corriente alterna (electricidad que podemos utilizar), de tal forma que podamos generar y consumir nuestra propia electricidad.

Cuando las placas fotovoltaicas reciben luz, se produce corriente continua gracias al movimiento de los electrones presentes en las células fotovoltaicas de un panel solar. En este punto, comienza el papel del inversor solar convirtiendo la electricidad en corriente alterna. Además de su principal función un inversor solar también cumple con :

- Facilitar que los instaladores y propietarios puedan supervisar el correcto funcionamiento de su instalación. En caso de que existiera alguna anomalía, estos son capaces de parar la producción de energía, evitando de este modo cualquier riesgo asociado a un problema eléctrico
- Facilitar información acerca del diagnóstico de los equipos para una temprana solución de problemas
- Optimizan el rendimiento global de la instalación, ya que permiten obtener el máximo aprovechamiento energético de cada una de las placas solares fotovoltaicas.[1]

8.4.1. Tipos de conectores

Estos se diferencia según el tipo de instalación de paneles solares: de conexión a red o aisladas

- Inversores de conexión a red
  Este grupo lo componen aquellos inversores que transforman la energía generada por las placas solares en electricidad para el consumo en viviendas y/o negocio y que necesitan estar sincronizados con la red eléctrica general.

  Además de convertir la corriente continua en alterna, también se encargan de mantener la tensión de energía generada por las placas un poco por encima que la de la red. De este modo, se antepone la utilización de energía solar, ahorrando lo máximo posible gracias al autoconsumo.
  La principal función de los inversores es convertir la corriente, no obstante, en función de su tecnología tendrán unas funcionalidades u otras:

  1. **String**:Conocido también como el inversor centralizado o “de cadena”. Se trata del inversor estándar, cada panel es conectado en serie y la energía producida se envía a un único inversor. Los optimizadores pueden mejorar el rendimiento en las condiciones en las que cada placa tiene una producción diferente (con sombras).

2. **Microinversor**: Este inversor es conocido como el inversor distribuido, ya que a diferencia con el String (hay un único inversor), aquí se sitúa uno en cada placa solar.

- Inversores para instalaciones fotovoltaicas aisladas
  Este tipo de inversores son utilizados en instalaciones sin conexión a la red eléctrica. La utilización de baterías es necesaria en todos ellos. Son ideales para sistemas solares en autocaravanas, barcos, casas de campo, etc. Dentro de este grupo, encontramos

  1. **Aislada**: Transforman la corriente de las baterías a 220V con la finalidad de alimentar los electrodomésticos. Este tipo está programado para parar el suministro cuando la tensión es demasiado baja y de este modo, evitar las sobredescargas.
  2. **Inversor-cargador**:Este tipo de inversores se caracterizan por tener además del inversor para instalaciones aisladas, un cargador que se activa cuando la tensión de las baterías es muy baja. De este modo, podrá proporcionar de nuevo la energía necesaria a las baterías para el suministro en la vivienda. Entre sus ventajas no dependemos totalmente de la energía solar al tener baterías y además, suministra la energía al mismo tiempo que se cargan las baterías.

- Inversores híbridos
  Este tipo de inversores comprende aquellos que permiten la captación de energía tanto de la red eléctrica como de las baterías solares. Son muy versátiles para instalaciones fotovoltaicas en viviendas. Ideales para aquellos hogares a los que la red de energía llega escasamente, ya que aprovecha máximamente todos los recursos de tu instalación. En definitiva, es un equipo “todo en uno”: inversor, regulador solar y cargador.[1]

8.5. Selección de elementos

Para saber cuantos paneles solares y baterías son necesarias se utilizo el programa PVsyst, en el cual se adjuntaron los datos de la zona obtenidos con el explorador solar, obteniendo la siguiente configuración :

- Conjunto Fotovoltaico
  - Unidad nominal de potencia : 450 Wp
  - Número de módulos: 10888 Unidades
  - Modelo : CS3W-450 ms
  - Módulos: 1361 cadenas X 8 en serie
- Baterías
  - Número de módulos: 6860 unidades
  - Modelo:12-CS-11-PS

    - Módulos: 343 en paralelo X 20 en serie

- Convertidor
    - Tecnología: MPPT
    - Modelo:PowerStar W7 Toroidal, Onda Sinusoidal Pura 1000W-24V

Capítulo 9

Central Hidráulica de Acumulación por Bombeo(CHAB)

La centra hidráulica de acumulación por bombeo, de ahora en adelante CHAB, se compone principalmente de 5 partes, el estanque superior de almacenamiento de agua, el estanque inferior que recibe y acumula el agua durante las horas de generación, el sistema de interconexión hídrico, el sistema motriz y el sistema de control.

El funcionamiento de la CHAB se divide en dos etapas, subida y bajada, es decir acumulación y generación respectivamente. En la primera etapa, la energía eléctrica que recibe la CHAB se utilizará para alimentar la bomba para subir agua y acumularla en el estanque superior. La energía eléctrica se convierte en energía potencial hidráulica. El agua acumulada en el estanque superior durante las horas que exista generación fotovoltaica. En la segunda etapa, el agua será dejada caer a través de la misma tubería de interconexión hidráulica y conducida a través de la turbina conectada a un generador eléctrico. La turbina consume la energía cinética del agua y la transforma en energía eléctrica para su utilización en la desalinización.

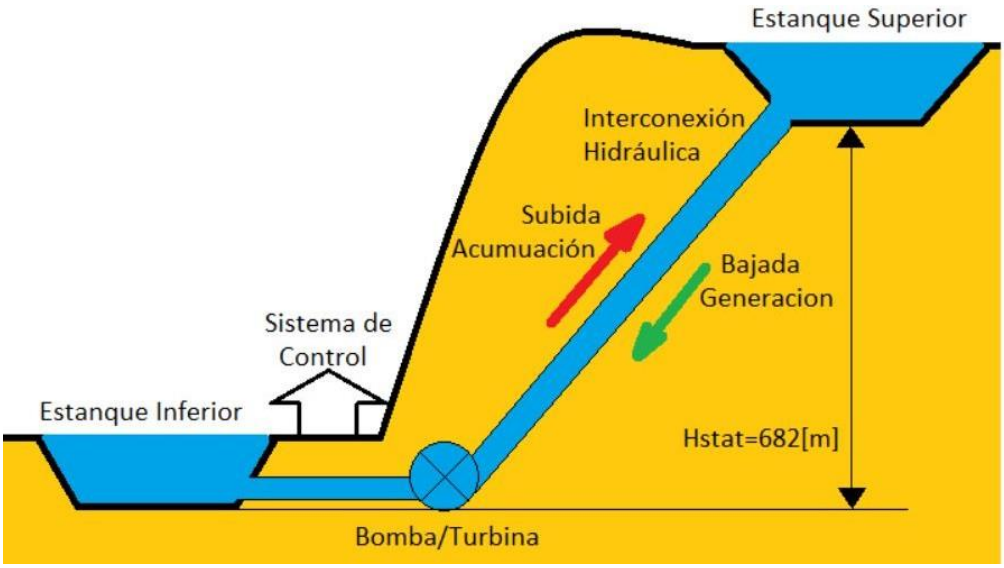


Figura 9.1: Esquema de la CHAB (Fuente: Análisis Triple de Triple Impacto de Parque Fotovoltaico y Central Hidráulica de acumulación por Bombeo para energizar APR con Planta de Ósmosis Inversa en comuna de La Higuera, Región de Coquimbo)

Finalmente, el agua es acumulada en el estanque inferior mientras es bombeada de regreso al estanque superior para repetir el ciclo. El Sistema de Control se encarga de que la turbina y la bomba funcionen en condiciones ideales, además de detener y controlar los ciclos de carga y descarga.

9.1. Ubicación CHAB

La ubicación del estanque inferior se espera que sea el estanque Santa Juana ubicado en ubicado en el Valle del Huasco y destinados a crear una reserva de agua para el riego de la zona y generar electricidad por medio de una central hidroeléctrica movida por la fuerza del agua. El embalse posee una capacidad de 163 hectómetros cúbicos (163 millones de metros cúbicos). Dicho embalse ha contribuido a la seguridad de riego para toda la cuenca. Su capacidad permite satisfacer tres años de riego incluso en ausencia de aportaciones fluviales. EL estanque superior se espera que este a 300 [m] de altura

Figura 9.2: Embalse Santa Juana. Fuente: google earth

9.2. Dimensionamiento CHAB

El sistema CHAB está diseñado para para suministrar energía eléctrica durante las horas que no exista capacidad de generación fotovoltaica, es decir, de 18:00 a 8:59 horas. Las horas en que sí exista generación solar, de 9:00 a 17:59 horas, se consumirá energía eléctrica producida por el SFV y se impulsará agua al estanque superior de la CHAB, para acumular energía potencial hidráulica.

Debido a la elevada altura de la impulsión, se ha decido colocar tres bombas en serie más pequeñas que en lugar de una sola, ya que ésta debería ser bastante grande. Sin embargo para el turbinado sí que se mantendrán solamente tres turbinas en paralelo. Además de esto, con el objetivo de ahorrar en material, las cuatro tuberías salientes de los cuatro grupos iniciales se conectarán dos a dos, habiendo dos zonas, una inicial con cuatro tuberías paralelas y otra con solo dos tuberías.

Estas dos zonas de tuberías tendrán un diámetro de tubería y un caudal de impulsión diferente. Para separar completamente una zona de la otra, la primera descargará sobre un pozo de bombeo, cuyo volumen se especificará más adelante. Por tanto tenemos una zona 1 con cuatro bombas colocadas en paralelo en cuatro tuberías diferentes, y una zona 2 con dos tuberías y otras cuatro bombas colocadas en serie dos a dos.

Tabla 9.1: Largo tuberías según zona. Fuente: elaboración propia

	Altura [m]	Largo [m] tuberías
Zona 1	100	360
Zona 2	200	920
Total	300	1280

9.2.1. Diámetro tuberías

La ecuación para obtener el valor del diámetro se obtiene despejando D de la ecuación de la velocidad de un fluido circulante por un conducto. Por tanto, el diámetro de las tuberías es función del caudal de agua que es impulsado así como de la velocidad a la que lo hace.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot V}} \tag{9.1}$$

Donde :

- Q= Caudal en m^3/s
- V= Velocidad
- D= Diámetro

Para dimensionar las tuberías y calcular las pérdidas de carga en ellas es necesario saber cuál va a ser el caudal de agua nominal que va a circular por cada una de ellas. Para la primera zona el caudal se ha establecido en 1000 m^3/h.

$$Q_{N1} = 1000 m^3/h \tag{9.2}$$

Para la segunda zona el caudal nominal será el doble de la zona 1, ya que es el resultado de la unión de dos tuberías paralelas.

$$Q_{N2} = 2000 m^3/h \tag{9.3}$$

Aplicando esta ecuación a los datos conocidos de cada una de las zonas se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 9.2: Diámetros según zona.Fuente: elaboración propia

	Diámetro
Zona 1	0.3 [m]
Zona 2	0.4 [m]

9.3. Volumen embalse superior y energía acumulada

El volumen del embalse superior de la central, medido en m^3 es un parámetro fundamental ya que junto a la altura neta va a limitar directamente la cantidad de energía almacenada. Se designa como V_a

Por otro lado la energía acumulada en el embalse superior se define como:

$$E_a = \frac{V_a \cdot H \cdot g}{3600} [KWh] \tag{9.4}$$

Por tanto es necesario fijar alguno de los parámetros para sacar el otro. Para hacerlo se va a estudiar qué porcentaje de la demanda total de la isla se quiere cubrir con la central.

Se escoge un embalse superior de forma rectangular con el objetivo de simplificar y de unas dimensiones de 60x50x10 metros, obteniéndose un volumen de 30.000 m^3. Introduciendo este valor en la formula de la energía acumulada arriba mencionada se obtiene una energía acumulada de 24,5 [MWh]

9.4. Pozo de bombeo intermedio

La instalación en modo bombeo tendrá dos zonas como se ha explicado anteriormente. Con el objetivo de desligar hidráulicamente ambas zonas, una con bombas en paralelo y la otra con bombas en serie, la zona 1 descargará sobre un pozo de bombeo. De esta manera el cálculo de la altura neta de cada bomba se hace más sencillo.

El cálculo del volumen del pozo de bombeo se hará mediante la siguiente fórmula:

$$V = \frac{0{,}9 \cdot Q[l/s]}{z} \tag{9.5}$$

Siendo:

- Q: Caudal en l/s
- z: Número de arranques por hora
- V: Volumen del tanque

El caudal circulante será el de la segunda zona, por tanto 2000 [m^3/h] . Para el número de arranques por hora es necesario estudiar el tipo de funcionamiento que se va a desarrollar en la central. Ésta va a turbinar agua en las horas en que el precio de la energía sea mayor y la va a bombear en las horas que sea más barata. No se prevén interrupciones del funcionamiento dentro de una misma hora, tan solo al cambiar de una hora a la siguiente. Por tanto el número de arranques por hora es 1. Fijando estos valores se obtiene un valor de 500 m^3

9.5. Perdida de cargas en la instalación

El cálculo de las pérdidas de carga en las tuberías forzadas es necesario para poder seleccionar las turbomáquinas adecuadas. El valor de estas pérdidas de carga calculadas será sumado o restado a la altura del salto bruto para obtener la altura útil de las bombas y de las turbinas respectivamente. Según las siguientes fórmulas:

$$H_{bomba} = H_{Salto} + \Delta H \tag{9.6}$$

$$H_{Turbina} = H_{Salto} - \Delta H \tag{9.7}$$

Siendo:

- H_{bomba}: Altura que debe ser proporcionada por la bomba
- H_{Salto}: Diferencia de cotas entre embalse superior e inferior
- $H_{Turbina}$: Altura que va a ser absorbida por la turbina
- Δ H: Pérdidas de carga en la tubería forzada

9.5.1. Zona 1

Cada bomba en paralelo, tendrá presentes las siguientes singularidades:

- Dos válvulas reguladoras de caudal tipo mariposa
- Un válvula antirretorno
- Una válvula reguladora de caudal para la bifurcación entre las tuberías de las bombas y la de las turbinas
- Una válvula reguladora en el primer by-pass
- Cuatro codos a 45° para la unión de los paralelos
- Dos codos a 45° en el by-pass
- Un codo de 45° para el cambio de pendiente

Sumando estas pérdidas a las pérdidas por fricción en las paredes se obtiene lo siguiente:

$$h_{fb1} = 14{,}32[m] \tag{9.8}$$

Por tanto cada bomba en paralelo en la zona 1 tendrá que soportar una pérdida de carga en la impulsión de 14,32 metros.

9.5.2. Zona 2

La zona 2 comienza absorbiendo caudal del pozo de bombeo, tras lo cual se encuentran dos bombas en serie. En instalaciones con bombas en serie se debe cumplir lo siguiente:

$$H_{total} = H_1 - h_{r1} + H_2 - h_{r2} = H_1 + H_2 - H_{r1+r2} \tag{9.9}$$

Por tanto se van a contabilizar las pérdidas de carga a lo largo de toda la zona 2, y suponiendo se que H_1=H_2, cada bomba aportará la mitad de las pérdidas de carga. A lo largo de la tubería se encuentran las siguientes singularidades:

- Dos válvulas reguladoras de caudal por cada bomba
- Una válvula antirretorno por cada bomba
- Dos codos a 45° en el primer by-pass, y otros cuatro en el segundo
- Una válvula reguladora y otra antirretorno en el segundo by-pass
- Un codo a 45° para el cambio de pendiente

Realizando la adición de todas las pérdidas se obtiene:

$$h_{fzona2} = 31{,}45[m] \tag{9.10}$$

Y las bombas compensarán cada una la mitad de estas pérdidas:

$$h_{fb2} = \frac{31{,}45}{2} = 15{,}72[m] \tag{9.11}$$

9.5.3. Turbinas

Para las turbinas es más sencillo ya que solo habrá cuatro turbinas en paralelo en la parte baja de la instalación. Aún así a la hora de contabilizar las singularidades habrá que tener en cuenta el caudal que pasa por cada una de ellas, obteniéndose lo siguiente:

- Dos válvulas reguladoras de caudal, una a la entrada y otra a la salida de la turbina (zona 1)
- Una válvula reguladora de caudal por cada by-pass (zona 2)
- Una válvula reguladora de caudal para la separación en la zona 1 entra las tuberías a las bombas y a las turbinas
- Dos codos a 45° en la separación del paralelo (zona 1)
- Dos codos a 45°, uno al inicio de la pendiente y otro al final (uno en zona 1 y el otro en la 2)

Realizando la adición de todas las pérdidas se obtiene las pérdidas de carga para cada turbina:

$$h_{ft} = 34{,}08[m] \tag{9.12}$$

9.6. Potencia efectiva de las turbomáquinas

La potencia efectiva de las bombas y las turbinas se rige por la siguiente fórmula:

$$P = Q \cdot H \cdot \rho \cdot g \tag{9.13}$$

Aplicando la fórmula a las diferentes turbomáquinas presentes en la instalación obtenemos lo siguiente:

9.6.1. Turbinas

Para las turbinas, que se encuentran en la zona 1, se tiene los siguientes datos:

- Q=1000 m^3/h=0.2778 m^3/s
- H=265.92 [m]
- ρ=1000 kg/m^3
- g=9.81 m/s^2

El resultado de la potencia efectiva de las turbinas es el siguiente:

$$P = 0{,}2778 \cdot 1000 \cdot 265{,}92 \cdot 9{,}81 \approx 0{,}75[MW] \tag{9.14}$$

9.6.2. Bomba zona 1

Las bombas de la zona 1 de la instalación presentan las siguientes características:

- Q=1000 m^3/h=0.2778 m^3/s
- H=114.32 [m]
- ρ=1000 kg/m^3
- g=9.81 m/s^2

El resultado de la potencia efectiva de las bombas en la zona 1 es el siguiente:

$$P = 0{,}2778 \cdot 1000 \cdot 114{,}32 \cdot 9{,}81 \approx 0{,}31[MW] \tag{9.15}$$

9.6.3. Bomba zona 2

Las bombas de la zona 2 de la instalación presentan las siguientes características:

- Q=2000 m^3/h=0.556 m^3/s
- H=115.72 [m]
- ρ=1000 kg/m^3
- g=9.81 m/s^2

El resultado de la potencia efectiva de las bombas en la zona 2 es el siguiente:

$$P = 0{,}556 \cdot 1000 \cdot 115{,}72 \cdot 9{,}81 \approx 0{,}63[MW] \tag{9.16}$$

9.7. Potencia eléctrica

Para el cálculo de la potencia eléctrica transmitida a la red en el modo de bombeo, o la que se toma de la misma para el bombeo, es necesario conocer los rendimientos volumétricos, mecánicos e hidráulicos.El que estos rendimientos tengan un valor alto o bajo depende en gran parte del mantenimiento al que estén sometidas las máquinas y de que estas estén en buen estado en todo momento. Se va a tomar la suposición de que el mantenimiento de la instalación va a ser suficientemente adecuado como para que estos rendimientos tomen siempre el valor más óptimo de todos los que Claudio Mataix propone. De esta manera los rendimientos totales toman los siguientes valores:

$$\eta_{Tbombas} = \eta_{vb} \cdot \eta_{mb} \cdot \eta_{hb} = 0{,}95 \cdot 0{,}98 \cdot 0{,}98 \approx 0{,}91 \tag{9.17}$$

$$\eta_{Tturnina} = \eta_{vt} \cdot \eta_{mt} \cdot \eta_{ht} = 0{,}96 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}98 \approx 0{,}94 \tag{9.18}$$

Una vez que se conoce el rendimiento se puede calcular la potencia eléctrica o potencia en el accionamiento de la siguiente manera:

$$\eta_T = \frac{P}{Pa} \tag{9.19}$$

9.7.1. Bombeo

Para calcular la potencia eléctrica en modo bombeo de la instalación, se utilizará la ecuación anterior, así como el valor de la potencia efectiva de las bombas multiplicada por la cantidad de las mismas instaladas en cada zona. En cálculo es el siguiente.

$$P_{bombeo} = \frac{4 \cdot 0{,}31 + 4 \cdot 0{,}63}{0{,}91} = 4{,}13[MW] \tag{9.20}$$

9.7.2. Turbinas

$$P_{Turbina} = 0{,}94 \cdot 4 \cdot 0{,}75 = 2{,}82[Mw] \tag{9.21}$$

9.8. Elección de las turbomáquinas

9.8.1. Bombas

La bomba seleccionada ha sido la bomba centrífuga radial KACBT.Esta es una turbomáquina con una amplia gama de aplicación que va desde diferentes industrias como la farmacéutica, la textil o la química hasta el bombeo de aguas residuales, regadío o suministro de agua en centrales térmicas. Por tanto las características de una central de bombeo se ajustan a las de la bomba. Sus datos técnicos son los siguientes:

- Flujo máximo: 2400 m^3/h
- Altura máxima: 160 metros
- Velocidad máxima: 3000 rpm

Estas características técnicas permiten que pese que la instalación tiene dos zonas con dos caudales diferentes se pueda utilizar la misma bomba para las dos, aunque cada una tendría un rendimiento y consumos de electricidad diferentes.

9.8.2. Turbinas hidráulicas

La turbina constituye la parte más importante de la central hidráulica, pues es la encargada de transformar la energía del agua en energía mecánica, que posteriormente será transformada en electricidad por el alternador unido al eje de la turbina.Se puede hacer una primera clasificación de las turbinas en función de los dos posibles mecanismos de transformación de energía:

- Turbinas de acción: Se crea un chorro de agua que choca a muy alta velocidad sobre unas cazoletas que están fijas en la periferia de un disco, a las que transfiere toda su energía. Después el agua cae al canal de descarga. Su carcasa es ligera, pues sólo tiene que impedir salpicaduras y proporcionar seguridad a las personas. Dentro de este grupo se encuentran las turbinas Pelton.
- Turbinas de reacción: La presión del agua actúa directamente sobre los álabes e irá disminuyendo según avance el agua por ellos. En este caso la carcasa es más robusta para poder soportar los esfuerzos del agua a presión. Dentro de este grupo están las turbinas Francis y las Kaplan.

Se puede ver que según un estudio realizado en base a la comparación de diversos catálogos de turbinas que el fabricante propone turbinas Pelton de 0,7-0,8 MW, lo que se corresponde con la potencia calculada

Al elegir la turbina Pelton por delante de los otros tipos de turbinas se consiguen se aprovechan las siguientes ventajas características de este tipo de turbinas:

- Infraestructura sencilla
- Son más robustas
- Reparaciones y mantenimiento más sencillos
- Regulación de presión y velocidad más fácil

9.9. Motor eléctrico elegido

Para finalizar el diseño del modo bombeo de la instalación reversible es necesario encontrar unos motores eléctricos que se ajusten a las condiciones técnicas y que suministren la potencia necesaria para que las bombas transporten el agua hasta el nivel superior de la central. Para encontrar unos motores acordes a la instalación se ha estudiado el mercado buscando en diferentes catálogos. Finalmente, se decanta por el modelo de motor M3BP de la marca ABB. Las características del motor son las siguientes:

Tabla 9.3: Características del motor seleccionado. Fuente: elaboración propia

Motores tipo	M3BP
Potencia	0,25 a 1000 kW
Tamaño	IEC 71 a 450
Material	Fundición de Hierro
Número de polos	2 a 8
Tensiones	Todas las comunes
Velocidades	1 y 2 velocidades

Como se sabe ya en el modo bombeo de la instalación hay dos potencias diferentes de bombeo, la de la zona 1 de 0,31 MW y las de la zona 2 de 0,63 MW, esto va a hacer tener dos motores de tamaño diferente.

Tabla 9.4: Motores para cada zona. Fuente: Elaboración propia

Zona 1	Zona 2
Modelo M3BP 355MLB 6	ModeloM3BP 450LA 6

9.10. Generador eléctrico escogido

De la misma manera que con las turbomáquinas y con el motor eléctrico, el generador síncrono se va a buscar entre las diferentes ofertas de las empresas del mercado. A diferencia del modo de bombeo, todas las turbinas van a recibir la misma potencia con lo que las cuatro turbinas y por tanto los 4 generadores serán del mismo modelo. Finalmente el modelo elegido es el tipo AMG 0400 de la marca ABB. Las características del generador son las siguientes:

Tabla 9.5: Especificaciones generador eléctrico. Fuente: elaboración propia

Motores tipo	AMG BB040400 DBPM
Potencia	285-2105 kVA
Tamaño	IEC 180 a 450
Material	Fundición de Hierro
Número de polos	4 polos
Tensiones	380 a 440 V
Velocidades	1500/1800 rpm

9.11. Cotizaciones

9.11.1. Capital inicial

El capital inicial implica los costes referentes a la adquisición de materiales y maquinaria para la puesta en marcha de la central. Desglosando los diferentes costes de compra se obtienen los siguientes tablas:

9.11.1.1. Costo de tuberías

Como ya se sabe por lo descrito a lo largo de la memoria técnica la instalación esta constituida por dos zonas diferentes, con tuberías de diámetros diferente. El diámetro DN300 es un diámetro común en tuberías de Polietilieno de Alta Densidad, pero en DN400 no es tan normal, por ello el precio por metro más elevado. Los precios han sido obtenidos del catálogo de la empresa Uralita Sistemas de Tuberías, S.A.

Tabla 9.6: Costo tuberías.Fuente: elaboración propia

Tuberías	Longitud [m]		Diámetro [m]	Coste unitario [$/m]	Costo total [$]
	Zona 1	Zona 2			
PAD DN300, PN10	360		0.3	56.520	20.347.200
PAD DN400, PN10		920	0.4	94.200	86.664.000
TOTAL					107.011.200

9.11.1.2. Costo de válvulas

Las válvulas son las encargadas de regular los flujos por las tuberías y son vitales para el paso entre bombas y turbinas y viceversa, por lo que son esenciales para la central. Como se sabe hay tuberías de dos diámetros diferentes por tanto habrá válvulas de diámetros diferentes para cada tipo. El desglose de precios para la compra de válvulas se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 9.7: Costo Válvulas.Fuente: elaboración propia

Válvulas	Cantidad	Coste unitario [$/m]	Costo total [$]
Mariposa DN300	4	428.610	1.714.440
Mariposa DN400	5	1.107.792	5.538.960
Clapeta DN300	1	2.114.790	2.114.790
Clapeta DN400	3	3.185.844	9.557.532
		TOTAL	18.925.722

9.11.1.3. Costo de accesorios

En el caso de esta instalación los accesorios se refieren a los codos necesarios para los cambios de dirección de las tuberías y para los cambios de pendiente. Para los codos también habrá dos diámetros diferentes con dos precios diferentes como se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 9.8: Costo accesorios.Fuente: elaboración propia

Válvulas	Cantidad	Coste unitario [$/m]	Costo total [$]
Codos 45° PE100 DN300	4	226.080	904.320
Codos 45° PE100 DN400	7	397.524	2.782.668
		TOTAL	3.686.988

9.11.1.4. Costo de turbomáquinas

El coste de la compra de bombas y turbinas representa, junto a las máquinas eléctricas, la mayor parte de la inversión inicial del proyecto. Esto es debido al elevado precio unitario de las máquinas, mayor en el caso de la turbina Pelton y de la alta cantidad que se necesita, 8 bombas y 4 turbinas. Además al ser el elemento donde se va a producir el intercambio de energía, son lo más importante de la instalación con lo que no se debe reparar en gasto.

	Cantidad	Precio unitario $	Total $
Bomba Flowserve	8	53.892.948	431.143.589
Turbina Pelton Andritz	4	215.571.794	862.287.179
		Total	1.293.430.769

9.11.2. Máquinas eléctricas

Las máquinas eléctricas son un elemento vital en una instalación hidroeléctrica reversible ya que son las encargadas de intercambiar energía con la red, ya sea para suministrarla a las bombas o para recoger la generada por las turbinas. Como ya se ha comentado en el epígrafe anterior el coste para la obtención de motores y generadores eléctricos representan una parte bastante elevada dentro de la inversión del proyecto. El coste de inversión en la compra de máquinas eléctricas se presenta en la siguiente tabla:

	Cantidad	Precio unitario $	Total $
Motor inducción 300 kW	4	7.349.038	29.396.153
Motor inducción 600 KW	4	8.818.846	35.275.384
Generador síncrono	4	19.597.435	78.389.743
Transformadores	12	4.899.358	58.792.307
		Total	201.853.589

Capítulo 10

Análisis Económico

Para realizar un análisis económico se utilizaran los medidores VAN, PAYBACK y TIR los cuales se definen a continuación :

- VAN: El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuanto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

- TIR:La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

- PAYBACK:El payback o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones.

Una vez definidas estas herramientas se debe realizar un flujo de caja para poder calcular los indicadores económicos ya mencionados:

Tabla 10.1: Flujo de caja. Fuente: elaboración propia

años	0	1	2	3	4
ingresos		$ 343.898.469	$ 354.799.519	$ 354.799.519	$ 366.303.919
		$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200
G fijos		$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000
Gvariables					
flujo a.i.		$ 2.420.328.669	$ 2.431.229.719	$ 2.431.229.719	$ 2.442.734.119
capital inicial	$ -14.743.005.614				
Depreciación		$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000
impuestos		$ -636.702.301	$ -639.645.584	$ -639.645.584	$ -642.751.772
Flujo d.i.	$ -14.743.005.614	$ 1.783.626.368	$ 1.791.584.135	$ 1.791.584.135	$ 1.799.982.347
flujo acumulado		$ -12.959.379.246	$ -11.167.795.111	$ -9.376.210.976	$ -7.576.228.629

5	6	7	8	9	10
$ 391.288.515	$ 404.859.024	$ 419.213.943	$ 434.406.867	$ 450.495.217	$ 467.540.508
$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200
$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000
$ 2.467.718.715	$ 2.481.289.224	$ 2.495.644.143	$ 2.510.837.067	$ 2.526.925.417	$ 2.543.970.708
$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000
$ -649.497.613	$ -653.161.651	$ -657.037.479	$ -661.139.568	$ -665.483.422	$ -670.085.651
$ 1.818.221.102	$ 1.828.127.574	$ 1.838.606.664	$ 1.849.697.499	$ 1.861.441.994	$ 1.873.885.057
$ -5.758.007.527	$ -3.929.879.953	$ -2.091.273.289	$ -241.575.790	$ 1.619.866.204	$ 3.493.751.261

11	12	13	14	15	16
$ 485.608.652	$ 504.770.269	$ 525.101.031	$ 546.682.027	$ 569.600.151	$ 593.948.525
$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200
$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000
$ 2.562.038.852	$ 2.581.200.469	$ 2.601.531.231	$ 2.623.112.227	$ 2.646.030.351	$ 2.670.378.725
$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000
$ -674.964.050	$ -680.137.687	$ -685.626.992	$ -691.453.861	$ -697.641.755	$ -704.215.816
$ 1.887.074.802	$ 1.901.062.782	$ 1.915.904.239	$ 1.931.658.366	$ 1.948.388.596	$ 1.966.162.909
$ 5.380.826.062	$ 7.281.888.845	$ 9.197.793.083	$ 11.129.451.449	$ 13.077.840.045	$ 15.044.002.954

17	18	19	20
$ 619.826.948	$ 647.342.378	$ 676.609.453	$ 707.751.039
$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200	$ 2.168.275.200
$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000	$ -91.845.000
$ 2.696.257.148	$ 2.723.772.578	$ 2.753.039.653	$ 2.784.181.239
$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000	$ -62.172.000
$ -711.202.990	$ -718.632.156	$ -726.534.266	$ -734.942.495
$ 1.985.054.158	$ 2.005.140.422	$ 2.026.505.386	$ 2.049.238.745
$ 17.029.057.112	$ 19.034.197.534	$ 21.060.702.921	$ 23.109.941.665

Para el cálculo del flujo de caja se tienen las siguientes consideraciones:

- **Ingresos**: Se considera la venta del agua a 0.4 veces el valor del dolar por litro, sumado a la venta d energía producida por la CHAB, la cual se considero que el valor del kWh es de $140, y que esta misma genera 24,5 [MWh] por ciclo

- **Gastos fijos**: En esta sección se tuvo en cuenta las mantenciones anuales de los equipos a trabajar

- **Gastos variables**: los gastos variables fueron obviados del calculo debido al bajo impacto que estos traen al desarrollo del ejercicio

- **Capital inicial**: En este punto se considero la adquisición de todas las maquinas ya mencionadas anteriormente para la construcción de la CHAB, además del equipo necesario para la planta desaladora y el sistema de alimentación

Con estos datos ya es posible calculas los indicadores ya mencionados , los cuales de destacan a continuación :

- VAN:$1.546.160.874. Al ser el VAN positivo esto indica que el negocio ya tiene un grado de rentabilidad considerable

- TIR: 14 %. Al presentar una TIR mayor que 0, se da por entender que el proyecto devuelve el capital inicial mas un porcentaje de ganancia, lo cual indica que este es rentable

- PAYBACK:8 años, es decir, que dentro de 8 años ya se estaría percibiendo las ganancias

10.1. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad es una técnica que estudia el impacto que tienen sobre una variable dependiente de un modelo financiero las variaciones en una de las variables independientes que lo conforman. Para el caso a estudiar se realizara una varianza de un -0.5 % para la cantidad de energía a vender y una variación de un -1 % para el caso de el valor de venta.

Los resultados del análisis ya descrito se presentan a continuación :

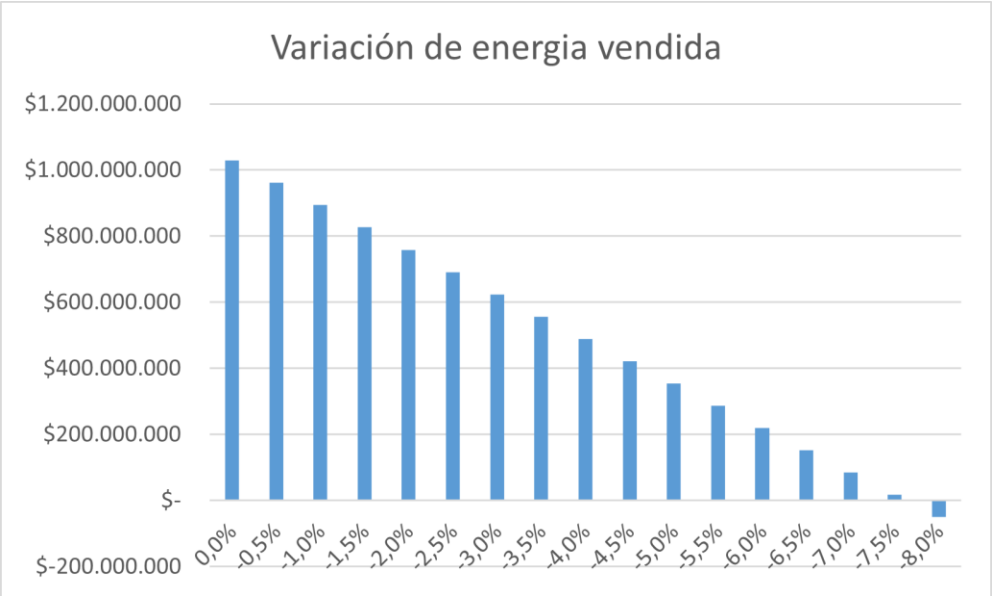


Figura 10.1: Variación del Van con respecto a la energía vendida. Fuente: elaboración propia

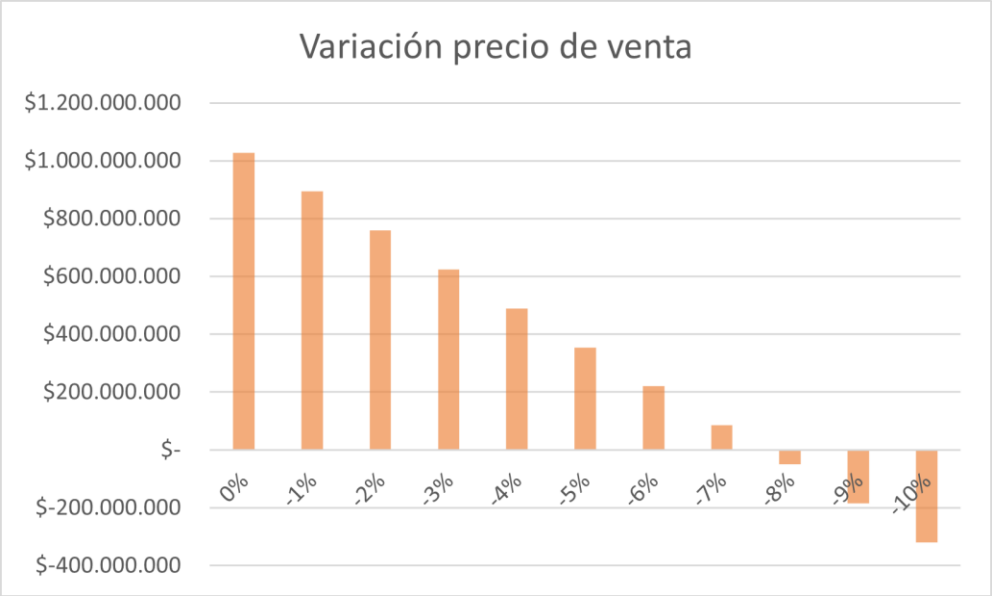


Figura 10.2: Variación del Van con respecto al precio de venta. Fuente: elaboración propia

Los gráficos presentados indican que para el caso de la variación de la energía vendida , el VAN se ve afectado negativamente cuando esta fluctúa entre un -7.5 % y un 8 %, es decir, que el proyecto no es factible económicamente cuando la cantidad de energía vendida disminuye entre los valores ya indicados. De manera similar , con el precio de venta , el VAN arroja valores negativos entre una disminución del 7 % y el 8 %, es decir, que cuando el valor de venta de la energía disminuye entre los rangos ya mencionados , el proyecto también se ve afectado de manera negativa , haciéndolo no viable desde el punto de vista económico.

Ahora con respecto a las variaciones mezcladas entre la disminución del porcentaje de venta y el de energía vendida , se presenta una tabla a continuación , en donde se muestra como se ve afectado el VAN ante la variación de ambos parámetros ya mencionados

Tabla 10.2: Análisis de sensibilidad. Fuente : elaboración propia

Variación precio de venta / Variación energía vendida	0 %	-1 %	-2 %	-3 %
0,0 %	$ 1.028.204.112	$ 893.447.944	$ 758.691.775	$ 623.935.607
-0,5 %	$ 960.826.028	$ 826.743.640	$ 692.661.253	$ 558.578.866
-1,0 %	$ 893.447.944	$ 760.039.337	$ 626.630.731	$ 493.222.124
-1,5 %	$ 826.069.860	$ 693.335.034	$ 560.600.208	$ 427.865.382
-2,0 %	$ 758.691.775	$ 626.630.731	$ 494.569.686	$ 362.508.641
-2,5 %	$ 691.313.691	$ 559.926.427	$ 428.539.163	$ 297.151.899
-3,0 %	$ 623.935.607	$ 493.222.124	$ 362.508.641	$ 231.795.158
-3,5 %	$ 556.557.523	$ 426.517.821	$ 296.478.118	$ 166.438.416
-4,0 %	$ 489.179.439	$ 359.813.517	$ 230.447.596	$ 101.081.674
-4,5 %	$ 421.801.355	$ 293.109.214	$ 164.417.073	$ 35.724.933
-5,0 %	$ 354.423.271	$ 226.404.911	$ 98.386.551	$ -29.631.809
-5,5 %	$ 287.045.187	$ 159.700.608	$ 32.356.029	$ -94.988.550
-6,0 %	$ 219.667.102	$ 92.996.304	$ -33.674.494	$ -160.345.292
-6,5 %	$ 152.289.018	$ 26.292.001	$ -99.705.016	$ -225.702.034
-7,0 %	$ 84.910.934	$ -40.412.302	$ -165.735.539	$ -291.058.775
-7,5 %	$ 17.532.850	$ -107.116.606	$ -231.766.061	$ -356.415.517
-8,0 %	$ -49.845.234	$ -173.820.909	$ -297.796.584	$ -421.772.259

-5 %	-6 %	-7 %	-8 %	-9 %	-10 %
$ 354.423.271	$ 219.667.102	$ 84.910.934	$ -49.845.234	$ -184.601.402	$ -319.357.571
$ 290.414.091	$ 156.331.703	$ 22.249.316	$ -111.833.072	$ -245.915.459	$ -379.997.846
$ 226.404.911	$ 92.996.304	$ -40.412.302	$ -173.820.909	$ -307.229.516	$ -440.638.122
$ 162.395.731	$ 29.660.905	$ -103.073.921	$ -235.808.746	$ -368.543.572	$ -501.278.398
$ 98.386.551	$ -33.674.494	$ -165.735.539	$ -297.796.584	$ -429.857.629	$ -561.918.674
$ 34.377.371	$ -97.009.893	$ -228.397.157	$ -359.784.421	$ -491.171.685	$ -622.558.949
$ -29.631.809	$ -160.345.292	$ -291.058.775	$ -421.772.259	$ -552.485.742	$ -683.199.225
$ -93.640.989	$ -223.680.691	$ -353.720.394	$ -483.760.096	$ -613.799.798	$ -743.839.501
$ -157.650.169	$ -287.016.090	$ -416.382.012	$ -545.747.933	$ -675.113.855	$ -804.479.776
$ -221.659.349	$ -350.351.489	$ -479.043.630	$ -607.735.771	$ -736.427.911	$ -865.120.052
$ -285.668.529	$ -413.686.888	$ -541.705.248	$ -669.723.608	$ -797.741.968	$ -925.760.328
$ -349.677.709	$ -477.022.288	$ -604.366.867	$ -731.711.446	$ -859.056.025	$ -986.400.604
$ -413.686.888	$ -540.357.687	$ -667.028.485	$ -793.699.283	$ -920.370.081	$ -1.047.040.879
$ -477.696.068	$ -603.693.086	$ -729.690.103	$ -855.687.120	$ -981.684.138	$ -1.107.681.155
$ -541.705.248	$ -667.028.485	$ -792.351.721	$ -917.674.958	$ -1.042.998.194	$ -1.168.321.431
$ -605.714.428	$ -730.363.884	$ -855.013.340	$ -979.662.795	$ -1.104.312.251	$ -1.228.961.706
$ -669.723.608	$ -793.699.283	$ -917.674.958	$ -1.041.650.633	$ -1.165.626.307	$ -1.289.601.982

Capítulo 11

Conclusión y Sugerencias

Durante el trabajo de título se logró analizar las zonas rurales cercanas a las comunas de Huasco y Vallenar, donde se determinó la población objetivo y las rutas de trabajo para la distribución de agua potable. En conjunto con esto fue posible realizar un análisis técnico-económico, cuya gran novedad consiste en la evaluación de bonos de carbono en el proyecto, lo que permite amortiguar los gastos que este involucra.

El trabajo realizado permite concluir que el proceso de desalación y distribución de agua potable para las zonas rurales del valle del río Huasco es factible, esto debido a los valores positivos obtenidos en los indicadores evaluados, lo que permite brindar agua potable a las comunas involucradas durante 20 años, combatiendo los efectos de la fuerte sequía que se ha vivido durante el último tiempo en esta zona

Además esta idea se puede replicar en las zonas costeras con mayor población, ya que esto abarataría los costos de distribución y los costos de construcción de la planta desaladora de ósmosis inversa, esto debido a que mientas más sea el caudal que debe brindar esta, más económica es.

11.1. Sugerencias

En el trabajo de título si bien se consideró el análisis técnico económico de la desalación de agua de mar alimentado por energías renovables, aún hay detalles que la ingeniería puede optimizar para que así el proceso sea más eficiente, como:

- La ubicación exacta de los paneles solares, ya que si bien por lo estudiado, se conoce los requerimientos mínimos para que la energía solar pueda alimentar al sistema, esta se puede optimizar dependiendo del terreno donde se trabaje
- Como el terreno afecta al sistema de distribución, debido a que para la consideración del cálculo se consideró la distancia lineal entre Huasco y Vallenar, para lo que se debería hacer un estudio de la topografía y calidad del terreno para determinar cómo estos afectan al sistema de distribución

- Una de las alternativas a estudiar es la posibilidad de estar en parte conectado la red de distribución eléctrica, buscando por ejemplo comprar y almacenar energía al medio día en las baterías de energía potencia a un bajo precio y posibilitar la posible la venta de energía a la red central, abaratando los gastos de inversión, y/o buscando definir a que escala una alternativa es más económica.
- Replantear el diseño de la planta desaladora para optimizar los procesos, un ejemplo de esto puede ser incluir una o más turbinas que estén conectadas al rechazo del agua salada.
- Analizar el efecto de las condiciones extremas de radiación solar en el norte del país y como esta afecta a los equipos de trabajo, a objeto de evaluar la vida útil de estos, teniendo en cuenta que por lo general los equipos han sido diseñados para otras condiciones de radiación.

Además de estas sugerencias, es importante destacar algunas dificultades presentadas en el momento de realizar el trabajo de título, entre ellas se encuentran

- Falta de información sobre el proceso de desalación en específico, especialmente referido a costos de los procesos químicos involucrados o de las maquinarias necesarias.
- Información general acerca de la construcción de las CHAB.
- Selección de metodología de selección del sistema de energía fotovoltaica, selección de componentes y otros. Esta debe ser apropiada para las condiciones ambientales del lugar, revisando entre otros datos sobre: condición de viento, radiación solar, etc.

Apéndice A

Informe programa PVSyst para paneles solares

Versión 7.2.10

PVsyst - Informe de simulación

Sistema independiente

Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

Sistema independiente con baterías

Potencia del sistema: 4900 kWp

S1 - Chile

PVsyst PRUEBA
PVsyst PRUEBA
PVsyst PRUEBA
PVsyst PRUEBA

Autor(a)

PVsyst V7.2.10
VC0, Fecha de simulación:
03/01/22 17:57
con v7.2.10

Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
S1
Chile

Situación

Latitud	-28.50 °S
Longitud	-71.00 °W
Altitud	276 m
Zona horaria	UTC-4

Configuración del proyecto

Albedo	0.20

Datos meteo
S1
Explorador Solar - 2016

Resumen del sistema

Sistema independiente

Sistema independiente con baterías

Orientación campo FV
Plano fijo

Inclinación/Azimut	50 / 1 °

Necesidades del usuario
Carga constante fija
863 kW
Global
7560 MWh/Año

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos	10888 unidades
Pnom total	4900 kWp

Paquete de baterías

Tecnología	Plomo-ácido, sellado, placas
Núm. de unidades	6860 unidades
Voltaje	240 V
Capacidad	101528 Ah

Resumen de resultados

Energía disponible	8888742 kWh/año	Producción específica	1814 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	65.14 %
Energía usada	6959789 kWh/año			Fracción solar (SF)	92.06 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados ____ 2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema. ____ 3
Resultados principales ____ 4
Diagrama de pérdida ____ 5
Gráficos especiales ____ 6
Costo del sistema ____ 7

PVsyst PRUEBA

PVsyst V7.2.10
VC0, Fecha de simulación:
03/01/22 17:57
con v7.2.10

Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

Parámetros generales

Sistema independiente | **Sistema independiente con baterías**

Orientación campo FV

Orientación		**Configuración de cobertizos**	**Modelos usados**	
Plano fijo		Sin escena 3D definida	Transposición	Perez
Inclinación/Azimut	50 / 1 °		Difuso	Importado
			Circunsolar	separado

Necesidades del usuario
Carga constante fija
863 kW
Global
7560 MWh/Año

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante	Generic
Modelo	SunProPower-M6-HIEFF-450
(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	450 Wp
Número de módulos FV	10888 unidades
Nominal (STC)	4900 kWp
Módulos	1361 Cadenas x 8 En series
En cond. de funcionam. (50°C)	
Pmpp	4484 kWp
U mpp	300 V
I mpp	14955 A

Batería

Fabricante	Generic
Modelo	12-CS-11PS
Tecnología	Plomo-ácido, sellado, placas
Núm. de unidades	343 en paralelo x 20 en series
Descarga mín. SOC	20.0 %
Energía almacenada	19493.4 kWh
Características del paquete de baterías	
Voltaje	240 V
Capacidad nominal	101528 Ah (C10)
Temperatura	Fijo 20 °C

Controlador

Controlador universal	
Tecnología	Convertidor MPPT
Coef. temp.	-5.0 mV/°C/Elem.
Convertidor	
Eficiencias máxi y EURO	97.0 / 95.0 %

Control de gestión de la batería

Comandos de umbral como	Cálculo SOC
Cargando	SOC = 0.90 / 0.75
aprox.	270.3 / 247.7 V
Descarga	SOC = 0.20 / 0.45
aprox.	231.6 / 241.3 V

Potencia FV total

Nominal (STC)	4900 kWp
Total	10888 módulos
Área del módulo	23666 m²
Área celular	21602 m²

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia	
Uc (const)	20.0 W/m²K
Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global	0.33 mΩ
Frac. de pérdida	1.5 % en STC

Pérdida diodos serie

Caída de voltaje	0.7 V
Frac. de pérdida	0.2 % en STC

Pérdida de calidad módulo
Frac. de pérdida -0.8 %

Pérdidas de desajuste de módulo
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas
Frac. de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM
Efecto de incidencia (IAM): Vidrio liso Fresnel, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

PVsyst PRUEBA

PVsyst V7.2.10
VC0, Fecha de simulación:
03/01/22 17:57
con v7.2.10

Proyecto: Nuevo Proyecto

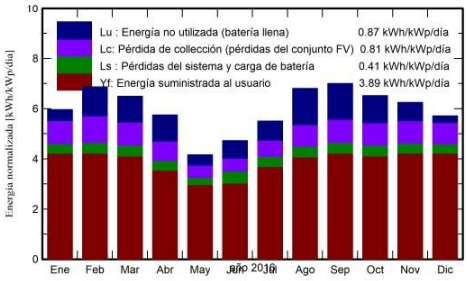
Variante: Nueva variante de simulación

Resultados principales

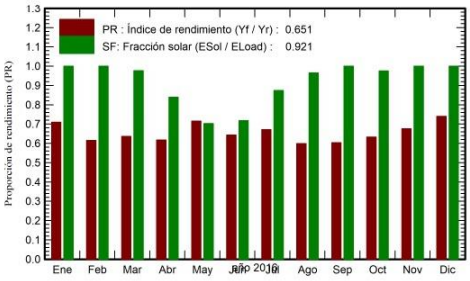
Producción del sistema

Energía disponible	8888742 kWh/año	Producción específica	1814 kWh/kWp/año
Energía usada	6959789 kWh/año	Proporción de rendimiento (PR)	65.14 %
Exceso (sin usar)	1549804 kWh/año	Fracción solar (SF)	92.06 %
Pérdida de carga		**Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste)**	
Fracción de tiempo	7.9 %	Ciclos SOW	89.8 %
Energía faltante	600091 kWh/año	SOW estático	93.3 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac proporción
Ene. 16	263.3	175.3	736656	65554	0	642072	642072	1.000
Feb. 16	239.0	191.1	796973	163409	0	600648	600648	1.000
Mar. 16	193.7	196.0	818013	156550	15288	626784	642072	0.976
Abr. 16	132.8	169.0	703790	152162	100230	521130	621360	0.839
Mayo 16	89.7	126.9	530155	60553	190669	451403	642072	0.703
Jun. 16	86.1	139.9	591568	100425	175130	446230	621360	0.718
Jul. 16	106.2	168.6	711354	116785	80565	561507	642072	0.875
Ago. 16	148.9	207.7	871011	218133	22558	619514	642072	0.965
Sep. 16	182.7	205.0	861607	207253	0	621360	621360	1.000
Oct. 16	225.6	195.0	823129	162793	15652	626420	642072	0.976
Nov. 16	257.1	179.1	759552	107723	0	621360	621360	1.000
Dic. 16	259.5	162.2	684934	38464	0	621360	621360	1.000
Año	2184.7	2115.7	8888742	1549804	600091	6959789	7559880	0.921

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E_Load	Necesidad energética del usuario (Carga)
E_Avail	Energía solar disponible	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada / ECarga)
EUnused	Energía no utilizada (batería llena)		
E_Miss	Energía faltante		

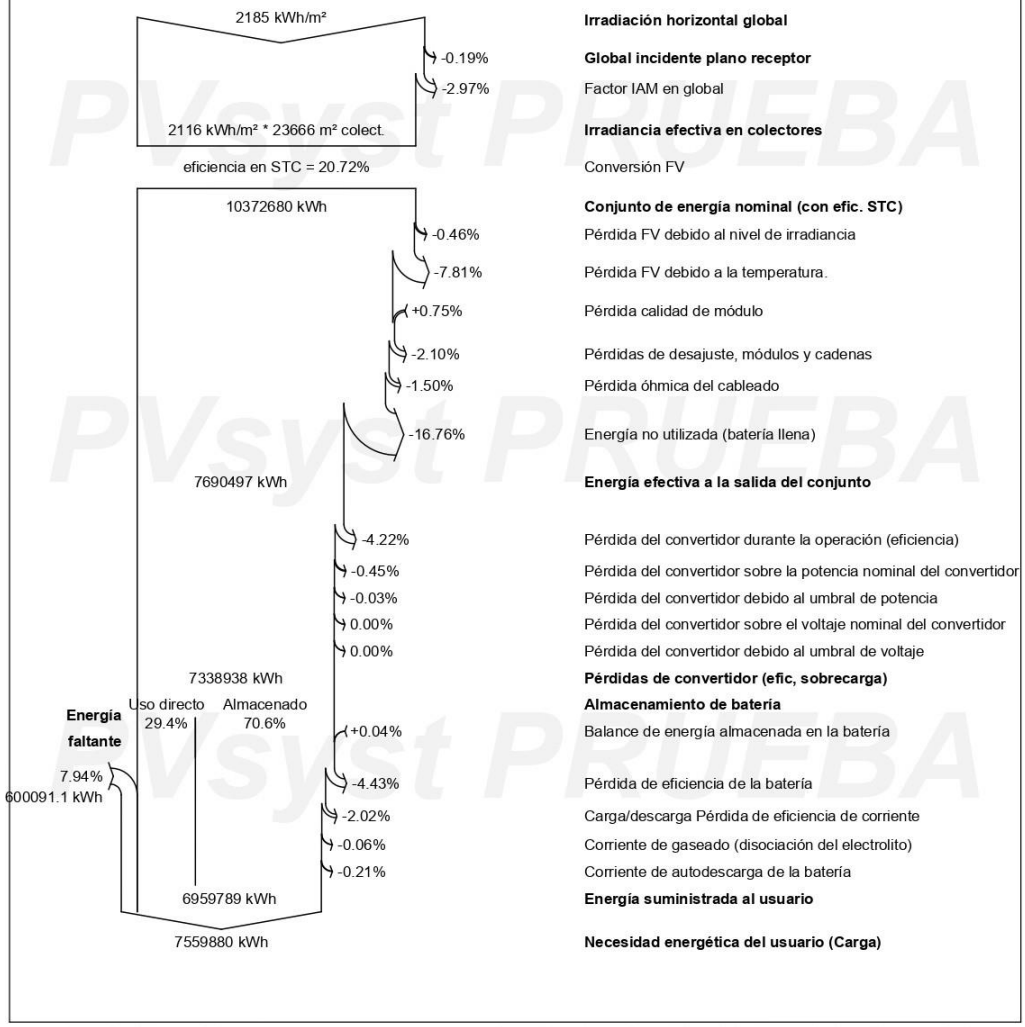
PVsyst PRUEBA

Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.10
VC0, Fecha de simulación:
03/01/22 17:57
con v7.2.10

Diagrama de pérdida



PVsyst PRUEBA

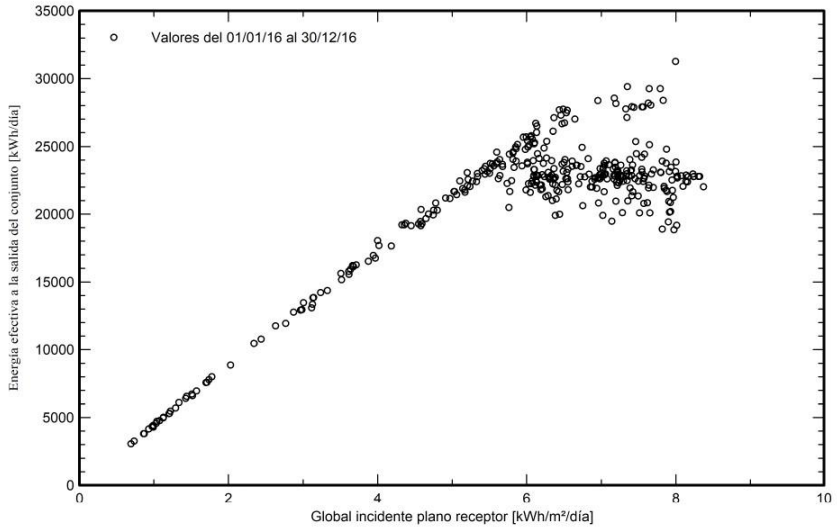
Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.10
VC0, Fecha de simulación:
03/01/22 17:57
con v7.2.10

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.10
VC0, Fecha de simulación:
03/01/22 17:57
con v7.2.10

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo EUR	Total EUR
Total			0.00
Activo amortizable			0.00

Costos de operación

Artículo	Total EUR/año
Total (OPEX)	0.00

Resumen del sistema

Costo total de instalación	0.00 EUR
Costos de operación	0.00 EUR/año
Exceso de energía (batería llena)	1550 MWh/año
Energía solar usada	6960 MWh/año
Costo energético usado	0.000 EUR/kWh

PVsyst PRUEBA

Apéndice B

Catalogo baterías panel solar

Rolls — CANADA

FLOODED DEEP CYCLE BATTERY — **12 CS 11P**

Series	5000	Warranty	5 Years
Volts	12	BCI	SPEC
Cells	6	Plates/Cell	11
Terminal Type	Flag L		
Included Hardware	S/S Hex Cap Screw, Nut, Lock & Flat Washer		
Size & Thread	5/16"-18		
Cables	19" 4/0 interconnect cables *RE incl.		

Charge

Charge Voltage Range	14.7-15 V/cell @ 25°C (77°F)
Recommended Charge Current	45 A
Maximum Charge Current	70 A
Self-Discharge Rate	5%-10% per month at 25°C (77°F)

Capacity

Cold Crank Amps (CCA) 0°F / -18°C	871			
Marine Crank Amps (MCA) 32°F / 0°C	1088			
Reserve Capacity (RC @ 25A)	891 Minutes			
Reserve Capacity (RC @ 75A)	297 Minutes			
Capacity Affect by Temperature	40°C (104°F)	25°C (77°F)	0°C (32°F)	-15°C (5°F)
	105%	100%	75%	50%

Hour Rate	Capacity / AMP Hour	Current / AMPs
@ 100 Hour Rate	**479 AH**	**4.79 A**
@ 72 Hour Rate	**453 AH**	**6.29 A**
@ 50 Hour Rate	**429 AH**	**8.58 A**
@ 20 Hour Rate	**371 AH**	**18.56 A**
@ 15 Hour Rate	**345 AH**	**23.02 A**
@ 10 Hour Rate	**330 AH**	**33.04 A**
@ 8 Hour Rate	**319 AH**	**39.91 A**
@ 5 Hour Rate	**297 AH**	**59.40 A**
@ 1 Hour Rate	**167 AH**	**167.08 A**

Ampere hour capacity ratings based on specific gravity of 1.280 at 27°C (80°F). Reduce capacities 5% for specific gravity of 1.265 and 10% for 1.250.

Specifications

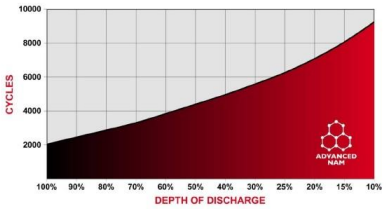
Certified System — SAIGLOBAL ISO 9001 Quality

Weight	123 kg	271 lbs
Length	55.9 cm	22"
Width	28.6 cm	11.25"
Height Inc. Term.	46.4 cm	18.25"

Product measurements & weights are calculated based on sample data. Individual specifications are subject to vary due to the manufacturing process, battery components & electrolyte levels.

Electrolyte Reserve	95 mm	3.75"
Container (Inner)	Polypropylene	
Cover (Inner)	Polypropylene - heat sealed to inner container	
Container (Outer)	High Density Polypropylene	
Cover (Outer)	High Density Polypropylene snap fit to outer container	
Handles	Molded	
Notes	IEC 61427-1:2013	

Cycle Life vs. Depth of Discharge



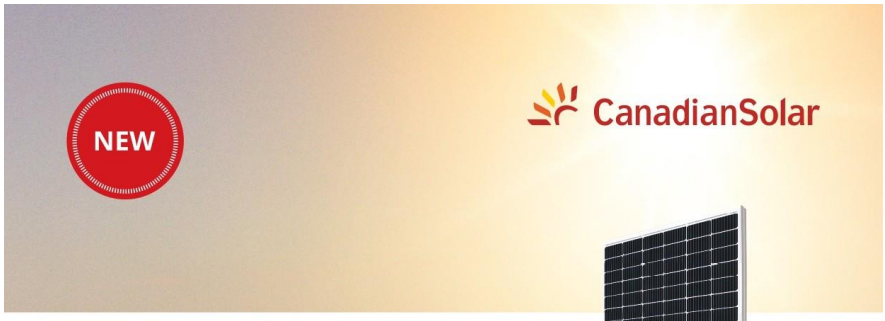
Voltage vs. Depth of Discharge

DISCHARGE	0%	25%	50%	75%	100%
20 HR AH RATE	2.10 V	2.05 V	2.02 V	1.96 V	1.75 V
6 HR AH RATE	**2.10 V**	**2.04 V**	**2.00 V**	**1.95 V**	**1.75 V**
1 HR AH RATE	2.10 V	2.03 V	1.99 V	1.94 V	1.75 V

Rev.#3 | May 2019

Apéndice C

Panel Solar



HiKu

SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE

430 W ~ 455 W

CS3W-430|435|440|445|450|455MS

MORE POWER

- 26 % more power than conventional modules
- Up to 4.5 % lower LCOE
  Up to 2.7 % lower system cost
- Low NMOT: 42 ± 3 °C
  Low temperature coefficient (Pmax): -0.35 % / °C
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Lower internal current, lower hot spot temperature
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

25 years linear power output warranty*

12 years enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

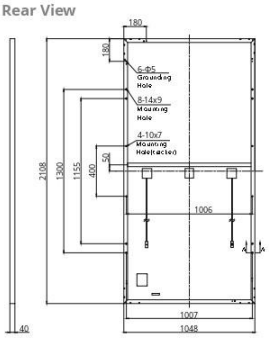
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

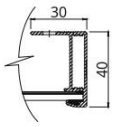
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

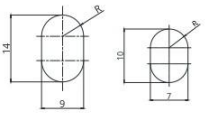
Rear View



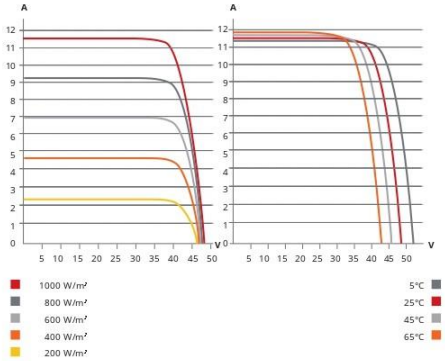
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3W-435MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.54 A	8.59 A	8.65 A	8.71 A	8.76 A	8.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.4 V	45.6 V	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.26 A	9.31 A	9.36 A	9.41 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

May 2020. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.59_EN

Bibliografía

[1] Pabst Bórquez, F. (2022) *Análisis Triple de Triple Impacto de Parque Fotovoltaico y Central Hidráulica de acumulación por Bombeo para energizar APR con Planta de Ósmosis Inversa en comuna de La Higuera, Región de Coquimbo.* (Trabajo fin de titulo). Universidad Técnica Federico Santa María

[2] Huasco *Recuperado de https://es.wikipedia.org/wiki/Huasco el 28-03-2022*

[3] Frierina*Recuperado de https://es.wikipedia.org/wiki/Freirina el 28-03-2022*

[4] Vallenar*Recuperado de https://es.wikipedia.org/wiki/Freirina el 28-03-2022*

[5] Nenadovich,M (2010) *ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS HÍDRICOS SUBTERRÁNEOS DE LOS ACUÍFEROS COSTEROS UBICADOS ENTRE LOS RÍOS SALADO Y HUASCO, III REGIÓN DE ATACAMA*, Ministerio de obras publicas

[6] Nenadovich,M (2019) *SUSTENTABILIDAD DE ASENTAMIENTOS HUMANOS RURALES EN CHILE. ANÁLISIS DESDE LOS COMITÉS DE AGUA POTABLE RURAL – CUENCA DEL COPIAPÓ, HUASCO Y QUEBRADA TOTORAL (Y COSTERAS HASTA QUEBRADA CARRIZAL)*, Ministerio de obras publicas

[7] Hermosin Aumente,A (2016) *Diseño y estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica reversible en la Isla de La Gomera)*(Trabajo fin de máster). Escuela técnica superior de ingeniería (ICAI)

[8] Bonilla Torres, E.F. (2017) *Diseño de una Planta Desalinizadora de Agua de Mar Para la Isla de San Andrés.*(Trabajo fin de titulo).Universidad Santo Tomas

[9] Área Energía y Cambio Climático FUNDACIÓN CHILE (2011) *MEDICIÓN Y DISEÑO DE UN PLAN DE DISMINUCIÓN DE HUELLA DE CARBONO EN EL MOP, EN EDIFICIO NIVEL CENTRAL (MORANDÉ 59, SANTIAGO)*, Ministerio de obras publicas

[10] Vivanco Font,E.(2020) *Plan de descarbonización y Estrategia transición justa y sostenible*,Biblioteca Nacional del Congreso de Chile

[11] Pedro Lillo,P. (2017) *MANUAL PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y EVALUACIÓN DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO A NIVEL RESIDENCIAL EN CHILE* (Trabajo fin de titulo).Universidad Técnica Federico Santa María

[12] *GUIA DE DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OFF-GRID*, FUNDACIÓN ENERGÍA COMUNITARIA

[13] Ladrón de Guevara,J.A. (2017) *Diseño y calculo de instalación fotovoltaica*(Trabajo fin de titulo).Universidad Politécnica de Madrid