

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias de la Producción

“Diseño y modelado de una planta de desalinización con sistema de potencia híbrido en las Islas Galápagos”

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero Mecánico

Presentado por:

Alejandro Daniel Granja Bohórquez

Jackeline Lissbeth Calderón Martínez

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2020

DEDICATORIA

Quiero empezar dedicando este trabajo a mi madre, que ejemplifica las virtudes humanas que siempre he querido alcanzar. Igualmente, quiero recordar a mi padre, quién siempre me acompañara.

A mi hermano, cuya fortaleza y perseverancia quiero algún día poder emular; y a mi hermana, que sé que llegará muy lejos.

A mi familia, quiénes son soporte y compañía.

Lo dedico a mis amigos, y sepan que, en verdad, siempre los tengo y tendré en mente.

Y lo dedico a la comunidad de la isla Floreana, ojalá que algún día les sea útil este trabajo.

Por último, lo dedico a Dios, la Naturaleza y a la Ciencia, que componen y explican este maravilloso mundo, que sé que saldrá adelante.

Alejandro Granja Bohórquez

Dedico este trabajo a Dios que siempre me levantó de mis caídas y por darme fuerza para continuar.

A mis padres y hermana quienes con su amor y esfuerzo me han apoyado a cumplir esta meta. También a mis amigos y a todos los que estuvieron para mí.

Jackeline Calderón Martínez

AGRADECIMIENTO

Queremos agradecer al PhD. Guillermo Soriano, tutor del proyecto y quién planteó las bases de este, cuya ayuda y supervisión han sido de gran importancia para su desarrollo.

Igualmente, agradecemos al PhD. Ángel Ramírez y al MSc. Diego Sigüenza, quiénes también han supervisado y colaborado en la elaboración del proyecto desde sus inicios.

También agradecemos al MSc. Rubén Hidalgo, cuyo aporte fue vital en el desarrollo del sistema de energías renovables, y agradecemos al MSc. Gonzalo Zabala, quien revisó y comentó este proyecto en varias ocasiones.

Existen muchas otras personas que se involucraron en este proyecto, y aunque no las alcanzamos a mencionar explícitamente, sepan que este trabajo también es suyo.

Finalmente, agradecemos a quiénes hayan leído esta obra, y que ojalá puedan construir sobre sus cimientos.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Alejandro Daniel Granja Bohórquez y Jackeline Lissbeth Calderón Martínez damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Alejandro Daniel Granja Bohórquez



Jackeline Lissbeth Calderón Martínez

EVALUADORES



PhD. Ángel Ramírez

PROFESOR DE LA MATERIA



PhD. Guillermo Soriano

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

En la isla Floreana, ubicada en el archipiélago Galápagos, existe una comunidad que sufre un abastecimiento insuficiente de agua potable. Esto afecta su calidad de vida e incluso ralentiza el desarrollo turístico de la isla. Por ello, se propone instalar una planta de desalinización que aproveche fuentes salobres que existan en la isla para garantizar un abastecimiento seguro con agua de calidad.

El proyecto empezó con el desarrollo de modelos de los componentes del sistema, dando énfasis a las membranas de ósmosis inversa, que se verificaron utilizando información del fabricante. Además, utilizando una base de datos meteorológicos se analizó los recursos renovables disponibles en la isla, mientras que con datos demográficos se proyectó la demanda de agua hasta el año 2040.

Posteriormente, con los modelos desarrollados se estudió el comportamiento de las membranas y optimizó el sistema hasta encontrar un punto de operación ideal. Hecho esto, se esquematizó la distribución de los componentes, y se dimensionó el sistema hidráulico. Entonces, se pudo calcular los requerimientos energéticos a lo largo del año, lo que permitió escoger los componentes de un sistema de potencia autónomo en base a energía fotovoltaica. Finalmente, se realizó un análisis de prefactibilidad económica para estudiar la viabilidad de la planta.

Con el proyecto se muestra que es factible instalar la planta de desalinización, comercializando el agua a 1.68 USD/m³ y el excedente energético a 0.05 USD/kWh. No obstante, aún se requiere estudios de campo en la isla para verificar los parámetros asumidos y corregir el diseño.

Palabras Clave: Ósmosis inversa, Energía renovable, Agua potable, Isla Floreana

ABSTRACT

In the Floreana Island, located on the Galapagos archipelago, there is a small community that lacks a proper supply of potable water. This lowers their quality of life and inhibits the touristic development on the island. Therefore, the installation of a desalination plant is proposed for the community, which will use brackish water sources that exist on the island to secure a supply of quality freshwater.

The project began developing mathematical models for the components of the desalination system, giving special focus to the reverse osmosis membranes, whose models were verified with proprietary data. Furthermore, using a climate database the available renewable resources on the island were analyzed, and employing demographic data the water demand was projected up to the year 2040.

Later, the developed models were used to study the behavior of the membranes and optimize the system, until finding an ideal operating point. Then, the plant was schematized, and the hydraulic system sized. Thus, the energy requirements for the whole year could be calculated so the components of an off-grid photovoltaic power system could be selected. Lastly, a pre-feasibility analysis was done to study the economic viability of the plant.

The project shows that it is feasible to install a desalination plant, commercializing the water at 1.68 USD/m³ and the surplus energy at 0.05 USD/kWh. However, on-the-ground studies are necessary to verify the assumptions and revise the design.

Keywords: *Reverse osmosis, Renewable energy, Potable water, Floreana island*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE GRÁFICOS	X
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción.....	1
1.1. Definición del problema	1
1.2. Justificación del Proyecto	1
1.3. Objetivos.....	1
1.3.1. Objetivo general	1
1.3.2. Objetivos específicos	2
1.4. Marco teórico	2
1.4.1. Situación en la región	2
1.4.2. Estado actual de la desalinización a nivel global	4
1.4.3. Sistemas de ósmosis inversa	5
1.4.4. Destilación flash multietapa	7
1.4.5. Energía solar fotovoltaica	8
1.4.6. Energía eólica	9
1.4.7. Energía de combustibles fósiles	9
1.4.8. Energía en las islas Galápagos	10

1.4.9.	Configuración y operación de un sistema RO.....	11
CAPÍTULO 2	14
2.	Metodología	14
2.1.	Diseño conceptual	14
2.1.1.	Requerimientos del diseño	14
2.1.2.	Factores de influencia	15
2.1.3.	Alternativas de solución.....	16
2.1.4.	Matriz de selección.....	16
2.1.5.	Diseño de forma del sistema eléctrico	18
2.1.6.	Diseño de forma del sistema hidráulico	19
2.1.7.	Sistema de potabilización.....	20
2.2.	Recursos energéticos	21
2.2.1.	Localización de la planta	21
2.2.2.	Información meteorológica	22
2.2.3.	Recurso solar	22
2.2.4.	Recurso eólico	24
2.2.5.	Sistemas híbridos.....	26
2.3.	Componentes del sistema	27
2.3.1.	Sistema eléctrico.....	27
2.3.2.	Sistema hidráulico	28
2.3.3.	Simulación del sistema.....	29
CAPÍTULO 3	31
3.	Resultados y análisis.....	31
3.1.	Modelado de la demanda de agua.....	31
3.2.	Modelado de la membrana de RO	34
3.3.	Modelado y optimización del sistema RO con energías renovables.....	37
3.4.	Modelado de la operación del sistema RO.....	41

3.5.	Ciclos de operación del sistema	43
3.6.	Configuración y condiciones de operación del sistema RO	44
3.7.	Diseño del sistema hidráulico	50
3.7.1.	Etapa de pretratamiento	50
3.7.2.	Selección de tuberías y accesorios	50
3.7.3.	Selección de bombas	52
3.7.4.	Tanque de permeado	53
3.8.	Simulación del tanque.....	54
3.9.	Simulación y optimización del banco de baterías	55
3.10.	Características del sistema de potencia.....	60
3.11.	Análisis financiero.....	62
3.11.1.	Componentes del sistema hidráulico	63
3.11.2.	Componentes del sistema eléctrico	64
3.11.3.	Costos operativos.....	65
3.11.4.	Fuentes de capital	65
3.11.5.	Rentabilidad del sistema	66
3.12.	Descripción del impacto ambiental.....	69
3.12.1.	Ahorro potencial en emisiones de CO ₂ y consumo de diésel.....	69
3.12.2.	Turbinas eólicas y aves	71
3.12.3.	Gestión de residuos eléctricos.....	71
3.12.4.	Gestión de la salmuera.....	72
CAPÍTULO 4		74
4.	Conclusiones y recomendaciones	74
4.1.	Conclusiones	74
4.2.	Recomendaciones	76

BIBLIOGRAFÍA

APÉNDICES

ABREVIATURAS

SW	Agua marina (sea water)
BW	Agua salobre (brackish water)
RO	Ósmosis inversa
MSF	Destilación flash multietapa
PV	Fotovoltaico
INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización
SOC	Estado de carga de la batería (%)
TDS	Total de sólidos disueltos en el agua
TCAC	Tasa de crecimiento anual compuesta (%)
RMNL	Regresión múltiple no lineal
WAVE	Water Application Value Engine (Software)
PX	Intercambiador de presión de Energy Recovery

SIMBOLOGÍA

Q	Caudal (m ³ /s)
p	Presión (kPa)
G	Irradiación (kWh/m ²)
λ	Latitud geográfica
ρ_g	Albedo
β	Inclinación del panel
δ	Declinación del sol
W	Potencia (kW)
P	Presión (bar)
SP	Energía específica (kWh/m ³)
C_x	Concentración molar (mol/m ³)
S_x	Concentración (kg/m ³)
N_E	Número de elementos RO por depósitos de presión
p	Subíndice de permeado
b	Subíndice de agua salobre
r	Subíndice de concentrado
f	Subíndice de alimentación / feed

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa de la isla Floreana con elevaciones. Obtenido del IGM.	2
Figura 1.2 Desalinización por RO (American Water Works Association, 2011)	6
Figura 1.3 Esquema de un sistema MSF, editado de Sharon & Reddy (2015)	7
Figura 1.4 Proyectos renovables en las islas Galápagos (PNUD, 2016)	11
Figura 1.5 Esquema de un depósito de presión con 4 elementos de RO	11
Figura 1.6 Sistema con 3 DP en paralelo (The Dow Chemical Company, 2013)	12
Figura 1.7 Sistema con dos etapas (The Dow Chemical Company, 2013)	12
Figura 2.1 Esquema del sistema de generación eléctrica.....	18
Figura 2.2 Esquema del sistema hidráulico.	19
Figura 2.3 Localización para descarga de datos meteorológicos	21
Figura 3.1 Algoritmo de control de la producción de permeado	44
Figura 3.2 Esquema del sistema RO optimizado.....	47
Figura 3.3 Esquema sección de succión de una bomba (Manual de Pentair).....	51
Figura 3.4 Esquema de la conexión de PV, controlador y baterías.....	61
Figura 3.5 Esquema del sistema PV mejorado.....	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de los requerimientos del sistema	15
Tabla 2.2 Factores de influencia y su ponderación.....	15
Tabla 2.3 Descripción de las alternativas de solución	16
Tabla 2.4 Matriz de selección.....	17
Tabla 2.5 Componentes del sistema eléctrico	27
Tabla 2.6 Componentes del sistema hidráulico	28
Tabla 3.1 Parámetros calculados y los errores asociados a sus variables	35
Tabla 3.2 Potenciales configuraciones del sistema RO final	45
Tabla 3.3 Componentes eléctricos para el punto de operación	49
Tabla 3.4 Condiciones de operación para la configuración seleccionada.....	49
Tabla 3.5 Lista de bombas seleccionadas.....	52
Tabla 3.6 Condiciones de operación del sistema corregidas.....	53
Tabla 3.7 Características batería 16 OPzS 2900.....	57
Tabla 3.8 Desglose de los principales componentes del sistema hidráulico	63
Tabla 3.9 Vida útil componentes del sistema hidráulico	64
Tabla 3.10 Principales componentes del sistema eléctrico preseleccionados	64
Tabla 3.11 Vida útil componentes eléctricos	65
Tabla 3.12 Líneas de crédito	66

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1: Capacidad de desalinización según el tipo de tecnología.	4
Gráfico 2.1 Irradiación promedio anual en función de la inclinación	24
Gráfico 2.2 Distribución estocástica de la velocidad del viento	25
Gráfico 2.3 Disponibilidad de los recursos renovables a lo largo del año	26
Gráfico 2.4 Disponibilidad de energía a lo largo del día.....	26
Gráfico 3.1 Perfil anual de demanda de agua en la comunidad.....	31
Gráfico 3.2 Proyección de la demanda diaria en la isla Floreana.	32
Gráfico 3.3 Perfil de demanda horaria en la isla Floreana.	34
Gráfico 3.4 Generación de permeado en el espacio de diseño.	36
Gráfico 3.5 Energía específica en el espacio de diseño	36
Gráfico 3.6 Generación de permeado con varios elementos	37
Gráfico 3.7 Energía específica para varios elementos.....	38
Gráfico 3.8 Costo Normalizado para varios elementos.....	39
Gráfico 3.9 Ahorro normalizado al utilizar intercambiador de presión	39
Gráfico 3.10 Estructura de los costos con $N_E=4$ con configuración simple.	40
Gráfico 3.11 Potencia de trabajo del sistema con varios elementos	41
Gráfico 3.12 Potencia requerida para sistema simple y en paralelo.	41
Gráfico 3.13 Potencia requerida por el sistema para varios niveles de salinidad.....	42
Gráfico 3.14 Potencia requerida en el sistema para varias temperaturas.....	43
Gráfico 3.15 Energía específica del sistema S1 con varias recuperaciones iniciales ...	45
Gráfico 3.16 Comparación de sistemas según el costo normalizado.....	46
Gráfico 3.17 Recuperación total para los distintos sistemas.....	46
Gráfico 3.18 Ciclos anuales para el sistema S2	48
Gráfico 3.19 Costo normalizado del sistema S2	48
Gráfico 3.20 Simulación del nivel del tanque en el año 2040	54
Gráfico 3.21 Energía media diaria requerida y los paneles PV necesarios.....	55
Gráfico 3.22 Simulación del sistema BBAT optimizado.	58
Gráfico 3.23 Efecto de aerogeneradores en el DOD	59

Gráfico 3.24 Efecto de aerogeneradores sobre la corriente de descarga59

Gráfico 3.25 Efecto del aerogenerador sobre el estado de carga.60

Gráfico 3.26 Excedente de energía en el sistema.68

Gráfico 3.27 Proyección del consumo de diésel (Alternativa A).....69

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Definición del problema

La comunidad de la isla Floreana en las Islas Galápagos posee un abastecimiento limitado de agua potable, dependiente de fuentes de agua dulce estacionales. El sistema de potabilización opera con energía de la red pública, donde una fracción importante es producida por combustión de diésel, que genera dióxido de carbono. Con el crecimiento poblacional y turístico, el abastecimiento de agua potable se hace más difícil de garantizar.

1.2. Justificación del Proyecto

Utilizar un sistema de ósmosis inversa impulsado por un sistema de potencia híbrido garantiza el acceso de forma igualitaria y justa al agua, no tan sólo en cantidad sino de calidad a costo asequible, dentro de sus beneficios se puede destacar el aporte a la salud física y psicosocial de la comunidad, puesto que genera mayor comodidad para las labores domésticas y de aseo personal; y sobre todo con posibilidad de realizar actividades productivas como incrementar el turismo del lugar. Otra de las ventajas es que se genera electricidad a menores costos de operación y con menor impacto ambiental. Como se explica en la sección 1.4, los recursos hídricos disponibles en la isla son limitados y no abastecen completamente a la población; por ello, el sistema de desalinización ayudará a suplir la demanda, considerando también una expansión poblacional y turística hasta 20 años plazo.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Dimensionar un sistema de desalinización para la isla y su respectivo sistema de potencia híbrido para la garantía del abastecimiento de agua potable con calidad para consumo humano.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Diseñar un sistema de osmosis inversa (RO) para desalinizar agua salobre que asegure el abastecimiento de agua potable a la comunidad, considerando proyecciones de crecimiento poblacional.
2. Dimensionar los componentes del sistema de potencia para su operación autónoma e identificación de sus posibles impactos ambientales.
3. Determinar el costo de comercialización del agua potable para que sea asequible a los pobladores y se tenga sostenibilidad económica a largo plazo.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Situación en la región

La isla Floreana o isla Santa María está ubicada en el archipiélago de Galápagos a unos 1000 kilómetros de la costa ecuatoriana, perteneciente al cantón de San Cristóbal. Existe una pequeña comunidad rural asentada en la isla bajo el nombre de Puerto Velasco Ibarra, que en el año 2010 agrupaba a 145 personas y un área aproximada de 3 kilómetros cuadrados (GADMCS, 2012).

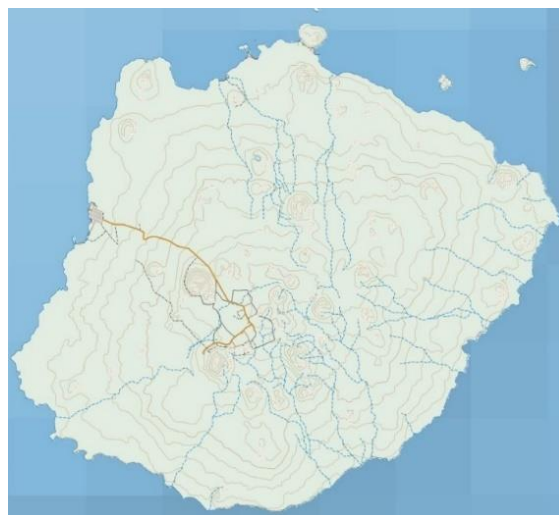


Figura 1.1 Mapa de la isla Floreana con elevaciones. Obtenido del IGM.

La Figura 1.1 muestra un mapa topográfico de la isla Floreana. En la costa izquierda se observa la zona urbana de la comunidad, aproximadamente en las coordenadas 1°16'32.7"S 90°29'12"W.

En el año 2009 se determinó que existían 30 hogares en la isla, de los cuales 28 se encontraban conectados a la red pública de agua. El agua de la red pública proviene de tanques de almacenamiento que son llenados a partir del flujo de la Vertiente de la Paz en el Cerro Wittmer, que se encuentra ubicada a 280 msnm y posee un caudal de 0.1 litros/s en febrero, el cual depende de la precipitación de lluvia, por lo que disminuye en épocas de sequía. Un análisis fisicoquímico encontró que tiene una concentración de cloruro del 42.6 mg/litro, lo que equivale a una salinidad de 76.9 mg/litro. Además, posee una concentración de 387 mg/litro en TDS, un pH de 6.90, así como una turbiedad de 10.0 FTU. Existe otra vertiente con un caudal de 0.35 litros/s, pero está ubicada en una finca privada y el agua es utilizada exclusivamente por esta. (INGALA et al., 1989)

El flujo es intermitente ya que solo se abre la llave de distribución dos veces por semana, así que los habitantes deben racionar y almacenar el agua en cisternas domésticas (GADMCS, 2012).

En las islas Galápagos, al estimar y proyectar la demanda de agua no se debe considerar solamente la población permanente, sino también la flotante. Esta última la componen principalmente turistas extranjeros y nacionales que llegan al archipiélago. Por ejemplo, en un estudio hecho por Reyes et al. (2017) consideró como escenario de crecimiento moderado un 3% para la población local y un 4% para el turismo. En la región se tiene una demanda per cápita de 177 litros por día, que es superior al promedio continental; además, se tiene que considerar la demanda de hoteles, restaurantes y lavanderías, los que en Puerto Ayora representan una demanda superior a la doméstica.

El costo del agua varía según la localización; por ejemplo, en la isla de Santa Cruz, en la comunidad de Bellavista se tiene una tarifa de 1.21 USD/m³, mientras que en Puerto Ayora varía según el tipo de uso,

costando la de uso doméstico alrededor de 5.24 USD/m³. Sin embargo, aún con un costo elevado el agua es de mala calidad, teniendo concentraciones de cloruros en el rango de 800 a 1200 mg/L, por lo que se clasificaría como agua salobre. Incluso, se ha detectado contaminación por heces fecales, al confirmarse la presencia de la bacteria *E. coli*. (Maria Fernanda Reyes et al., 2015)

1.4.2. Estado actual de la desalinización a nivel global

El abastecimiento de agua en una región se ve afectado por factores diversos como la demanda, el clima y geografía, así como factores antropológicos. Por ejemplo, la demanda puede aumentar conforme crece la población o si existen cultivos e industrias que requieren un uso intensivo de este recurso; por otro lado, en regiones áridas se tiene una baja precipitación, y las altas temperaturas contribuyen a la evaporación de agua superficial. Factores antropológicos pueden ser algunos como la polución y deforestación. (Pugsley et al., 2016)

Precisamente, hoy en día el cambio climático y el crecimiento poblacional han ocasionado un incremento en la escasez de agua y estrés del recurso hídrico, por lo que muchas comunidades requieren de estrategias que les permitan expandir la disponibilidad de este. Entre estas, la más popular es la desalinización de aguas salobres o marinas. (Jones et al., 2019)

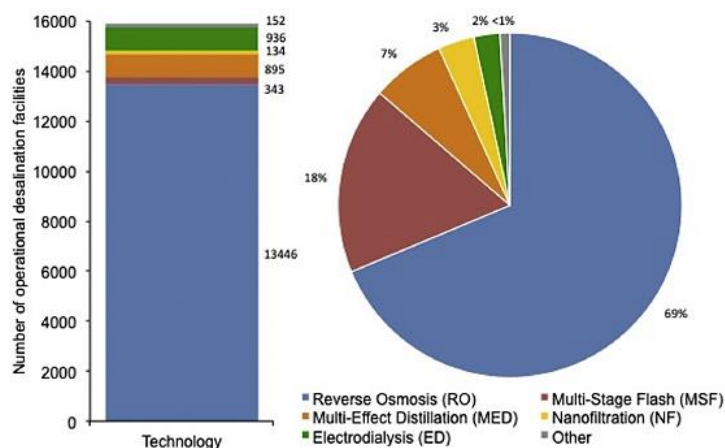


Gráfico 1.1: Capacidad de desalinización según el tipo de tecnología.

Actualmente, existen alrededor de 16 mil plantas de desalinización a nivel global, con una capacidad para producir cerca 95.4 millones de metros cúbicos de agua por día; la tecnología más extendida es la ósmosis inversa (RO), cuyo uso ha crecido exponencialmente en los últimos años hasta acaparar casi el 70% del mercado, mientras que el resto del mercado corresponde principalmente a la producción de plantas térmicas por tecnologías de destilación flash multietapa (MSF) y destilación multiefecto (MED). (Jones et al., 2019).

La desalinización de agua es energéticamente intensiva, y en el 2011 se calculaba que en una planta de RO se emitía entre 1.4 a 1.8 kilogramos de dióxido de carbono por metro cúbico de agua generado. Por ello, se busca utilizar energías renovables para mitigar el impacto ambiental (Elimelech & Phillip, 2011). Por ejemplo, un estudio elaborado por Pugsley et al. (2016) calculó la correlación que existe entre el nivel de insolación de un país, la escasez de agua en este, y la disponibilidad de recursos de aguas saladas. La correlación se expresa mediante un índice global con valores entre cero y uno, donde mientras mayor es el valor, más viable es la aplicación de un sistema de desalinización solar. En el caso de Ecuador, se encontró que tiene una aplicación limitada, principalmente debido a la abundancia a nivel nacional de fuentes de agua dulce; sin embargo, sí existen zonas puntuales con un alto estrés en el abastecimiento del recurso hídrico, aunque el análisis a nivel nacional sea positivo.

1.4.3. Sistemas de ósmosis inversa

Los sistemas de ósmosis inversa funcionan haciendo pasar agua presurizada por un módulo con membranas permeables; cuando el fluido entra con una presión superior a la osmótica, el agua fresca puede transportarse a través de la membrana, y se genera un flujo de agua desalinizada que es recolectado. Los principales componentes del sistema son el sistema de alimentación, la bomba de alta presión, el módulo de RO, un sistema de recuperación de energía (turbinas o intercambiadores de presión), así como depósitos de almacenamiento para el agua tratada y la

salmuera (Sharon & Reddy, 2015). Un esquema del equipo se puede ver en la siguiente figura:

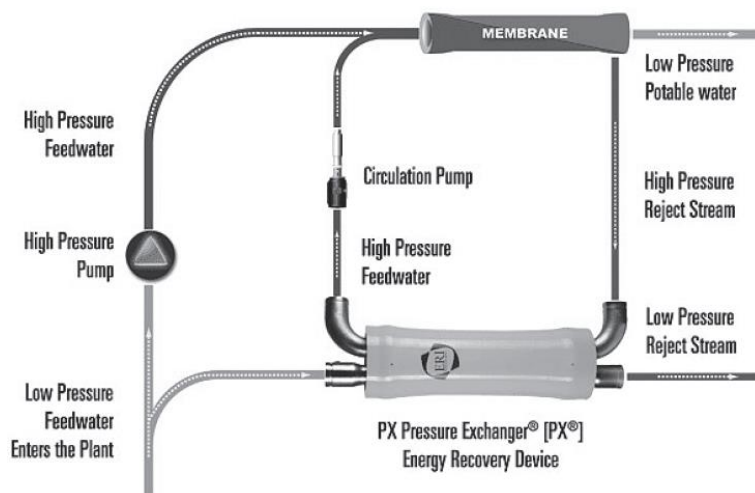


Figura 1.2 Desalinización por RO (American Water Works Association, 2011)

Generalmente, las plantas modernas de RO requieren 3 a 4 kWh/m³ de energía por cada metro cúbico de agua producida, y la mejor eficiencia alcanzada se dio en una configuración experimental donde el rendimiento fue de 1.58 kWh/m³ (Sharon & Reddy, 2015); se ha estimado que el límite teórico mínimo sería de 1.1 kWh/m³ utilizando equipos con de alta eficiencia. Los principales factores que afectan el uso de energía en un proceso de ósmosis inversa son la temperatura del agua, la salinidad de la fuente de agua, la membrana, la eficiencia de las bombas, y la tecnología de recuperación de energía. (Voutchkov, 2018)

En promedio, en un sistema de desalinización por RO se tiene un costo de 0.46 USD por metro cúbico de agua, donde cerca del 50% corresponde a los costos de energía eléctrica y cerca de un 6% a la adquisición y recambio de las membranas, que suelen tener una vida útil entre 3 a 7 años. Además, se considera que el costo de la inversión inicial es de alrededor de 641.00 USD por m³/día de capacidad que tendrá la planta (Lattemann et al., 2010).

1.4.4. Destilación flash multietapa

A diferencia de los procesos de membranas, el MSF se clasifica como un proceso de desalinización térmico, ya que implica el uso de un caldero o intercambiador de calor para incrementar la temperatura del agua salina hasta un estado mayor a la saturación. El agua salada después es descargada en un tanque con baja presión, donde experimenta una evaporación súbita o flash; el vapor se condensa al entrar en contacto con las tuberías de agua previo al calentamiento, y el condensado es recolectado. La salmuera generada es después descargada en otros tanques a baja presión, por lo que se considera como un proceso de múltiples etapas. (Sharon & Reddy, 2015)

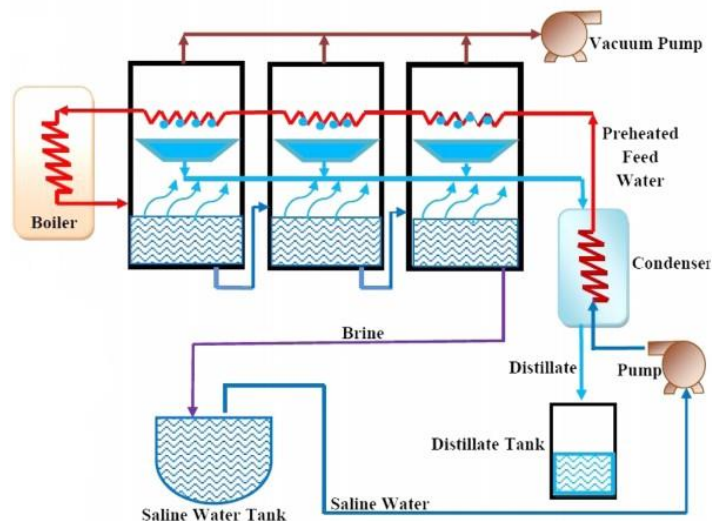


Figura 1.3 Esquema de un sistema MSF, editado de Sharon & Reddy (2015)

El sistema de calentamiento puede funcionar utilizando combustibles fósiles o ser reemplazado por un colector solar con un sistema de almacenamiento de energía térmica. Los sistemas de desalinización MSF se vuelven más económicamente viables conforme aumenta el tamaño de la planta (Sharon & Reddy, 2015)

A diferencia del RO, las tecnologías de desalinización térmica trabajan mayoritariamente con aguas salinas de baja calidad; es decir, con aquellas con una alta concentración de sólidos disueltos (>20,000 ppm), como es el

caso del agua de mar. Por ejemplo, a nivel mundial el 96% de las plantas de MSF trabajan con agua marina. (Jones et al., 2019)

Las plantas de desalinización por destilación flash trabajan hasta temperaturas de 120°C, así que se requiere energía en el rango de 250 a 330 MJ/m³ (69 a 92 kWh/m³) para su operación, así como alrededor de 3.5 kWh/m³ para sus componentes eléctricos, como las bombas. Por ello, el costo por metro cúbico de agua promedia los 0.60 USD, donde casi el 45% corresponde a los gastos asociados a la producción de la energía térmica. Asimismo, también tienen costos de implementación elevados, requiriendo aproximadamente un capital de 1,235.00 USD por metro cúbico de capacidad diaria. (Lattemann et al., 2010)

1.4.5. Energía solar fotovoltaica

La energía solar puede ser aprovechada directamente y convertida en electricidad por medio de células hechas de un material semiconductor, principalmente silicio, donde el impacto de los fotones mueve a los electrones entre capas, generando un potencial eléctrico. Un módulo o panel solar consiste en la conexión en serie de estas células; en función del número de celdas y el área respectiva de estas, se tendrá la potencia nominal del módulo. (Barriga et al., 2014)

Los factores que afectaran el rendimiento de un sistema fotovoltaico son principalmente el recurso solar disponible a lo largo del año, que se mide como la irradiación promedio diaria que se tiene sobre un metro cuadrado de superficie horizontal. Además, hay que considerar la latitud a la que se hará la instalación, el acimut de esta, así como fuentes de sombra en los alrededores de la planta. Para mantener su rendimiento el sistema debe tener un mantenimiento constante, y se debe reemplazar los módulos conforme se vayan dañando. (Barriga et al., 2014)

Para el año 2019 existía una capacidad instalada de 580 TWh a nivel mundial, un incremento de más del 30% respecto al año anterior, mientras que los precios de los módulos disminuyeron alrededor del 10 al 15% en

ese mismo período. Se espera que el mercado siga creciendo, manteniendo al menos una tasa del 16% hasta el año 2030. (IEA, 2019)

1.4.6. Energía eólica

La cantidad de energía eléctrica que se genera a partir de una turbina eólica depende de los componentes del viento del lugar de instalación que son la velocidad, densidad del aire y la turbulencia del viento.

Las turbinas eólicas que generalmente han sido usadas por años presentan algunas desventajas, su instalación requiere una gran extensión de terreno alejado, así como también sus cuchillas se mueven rápidamente y producen ruido, e imponen riesgos de mortalidad de la vida silvestre. Además, que su instalación, operación y mantenimiento aumenta significativamente el costo de la electricidad producida. (Houchens & Blaylock, 2017)

Existe un nuevo diseño de aerogeneradores que se basa en el principio de la elevación de las alas de avión, y puede eludir los problemas que tienen las turbinas convencionales.

Las nuevas turbinas eólicas que son más pequeñas pueden funcionar en cualquier lugar y hora del día inclusive en la noche, y no necesitan mucho espacio en comparación con las otras. Las vibraciones y ruido que producen son más bajos que un ventilador, además que sus cuchillas se mantienen aislada de cualquier contacto con personas o fauna silvestre y su simplicidad permite que su mantenimiento sea fácil. (Thompson, 2020)

1.4.7. Energía de combustibles fósiles

Las plantas de energía a Diésel en la actualidad han dejado de ser las principales fuentes de alimentación de las redes eléctricas de la mayoría de los países y han pasado a ser plantas de energía de emergencia. Consisten en un motor de combustión interna de uno o dos tiempos, en los cuales los inyectores ingresan el diésel que se mezcla con el aire y al ser

comprimidos por un pistón generan la combustión y el proceso se vuelve cíclico, consta también de un sistema de refrigeración y lubricación. Todo este movimiento está conectado a un generador el cual transforma el movimiento en energía. (Farret & Simões, 2006)

Los factores que afectan la producción de energía de estas plantas son los constantes mantenimientos y costos de operación, así como también la gran contaminación por la quema de combustibles y contaminación acústica. (Fadaeenejad et al., 2014)

1.4.8. Energía en las islas Galápagos

En el archipiélago existe desde el 2007 el programa “Energías Renovables para Galápagos” (ERGAL), que busca reemplazar las fuentes fósiles de electricidad en las islas con energías renovables, lo que ha implicado el desarrollo de proyectos de solares, eólicos y de biocombustible en la región. En el año 2018 se generaba cerca de 9.1 GWh al año a partir de fuentes renovables, lo que representaba el 16% de la energía total consumida en ese mismo período. Además, se espera hasta el 2025 sumar una capacidad de generación en fuentes renovables de 26.1 MW, de los cuales 0.17 MW corresponderían a la isla Floreana (MEER, 2019). Efectivamente, se consta que en marzo del 2020 se instaló 320 paneles fotovoltaicos con una capacidad nominal de 100 kWp, con lo que alcanzaría a cubrirse la mitad del requerimiento energético de los habitantes (Molina, 2020).

Precisamente, es la isla Floreana donde existe la mayor penetración de energías renovables, existiendo en el año 2015 un sistema híbrido donde se tiene una capacidad de 138 kW en aceite de piñón, un biocombustible, así como sistema fotovoltaico con 26 kW instalados. En conjunto, ambas fuentes generan alrededor del 32.5% de la energía consumida anualmente en la isla, que es igual a 248 MWh; la fracción restante, igual a 67.5%, es producida por medio de generadores de diésel. En el otro extremo, se tiene a la isla Isabela, donde apenas el 0.4% correspondía a energías

renovables, mientras que en San Cristóbal y Santa Cruz se tiene penetraciones del 21.5% y 15.2%, respectivamente. (Vintimilla, 2016)



Figura 1.4 Proyectos renovables en las islas Galápagos (PNUD, 2016)

1.4.9. Configuración y operación de un sistema RO

Hay que empezar definiendo los principales métodos de operación de elementos que existen, así como la variable que los define. Para ello hacemos referencia a las indicaciones dadas en el manual del fabricante Dow Chemical Company (2013), donde primero se nos indica que se tiene que definir el número de elementos por depósito de presión (DP), que se denota con la variable N_E . Por ejemplo, en la siguiente figura se observa un depósito de presión donde se tiene 4 módulos BW30-400 de RO:

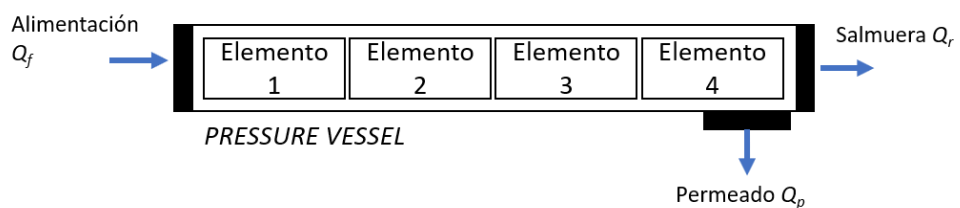


Figura 1.5 Esquema de un depósito de presión con 4 elementos de RO

Dentro de un DP los elementos se encuentran conectados en serie, y generan un flujo de permeado Q_p [m^3/h] y salmuera Q_r [m^3/h] a partir de un caudal de alimentación Q_f [m^3/h]. La relación entre el permeado generado y el flujo entregado se conoce como recuperación:

$$Y = Rec = \frac{Q_p}{Q_f} \quad (1.1)$$

Además, en un sistema se pueden tener DP en paralelo, con el fin incrementar el flujo de permeado que se puede generar:

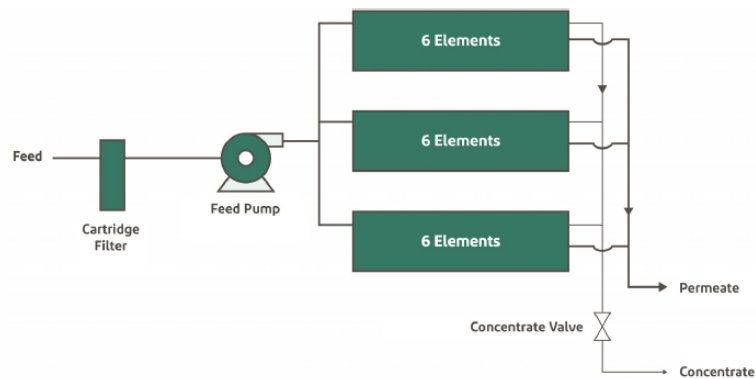


Figura 1.6 Sistema con 3 DP en paralelo (The Dow Chemical Company, 2013)

Otro formato es utilizar otra etapa de desalinización, donde la salmuera de la primera etapa es utilizada como flujo de alimentación de la segunda. Esta opción se utiliza cuando se quiere incrementar la recuperación del sistema; un ejemplo de su configuración se muestra a continuación:

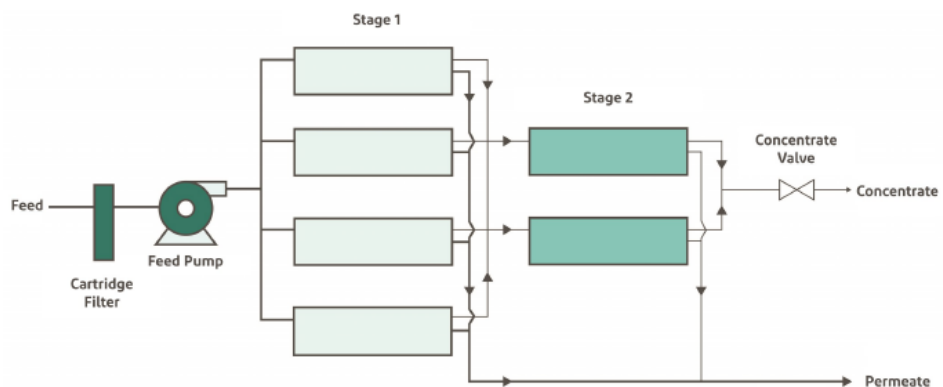


Figura 1.7 Sistema con dos etapas (The Dow Chemical Company, 2013)

Además, el sistema puede clasificarse según el tipo de operación que sigue; mientras que lo más común es un flujo continuo y estable de alimentación, existe la operación por lotes o “batch”. Generalmente, la operación discontinua se aplica cuando se tienen un flujo intermitente de aguas residuales que se necesita tratar, como en el caso de procesos industriales. Sin embargo, un estudio de Warsinger et al. (2016) ha mostrado como tanto la operación en lotes, con o sin tanque presurizado, permite obtener un mejor rendimiento en la producción de permeado, en particular para sistemas con una recuperación alta. La mitad de este rendimiento se hace con una variable conocida como energía específica, que indica la energía requerida para producir una unidad de permeado [kWh/m³].

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1. Diseño conceptual

2.1.1. Requerimientos del diseño

Considerando el objetivo general del proyecto, se puede definir tres requisitos importantes que debe cumplir el sistema:

1. El agua generada debe tener una calidad que permita su consumo.
2. Generar suficiente agua potable para cubrir una demanda futura.
3. El sistema debe operar autónomamente de la red eléctrica pública

Para asegurar la calidad se debe cumplir con los requisitos establecidos en la NTE INEN 1108, que a su vez es una adaptación de la Guía para la calidad del agua potable de la OMS. El control de los parámetros establecido se realiza principalmente en las etapas de pretratamiento y postratamiento del agua, pero no se indica explícitamente un nivel de salinidad límite. Sin embargo, se indica que para concentraciones de sodio mayores a 200 mg/L se percibe organolépticamente la sal disuelta en el agua, y también recomienda por el mismo motivo que los TDS no superen una concentración de 600 mg/L (OMS, 2011).

La demanda depende de factores como la población fija y flotante, su tasa de crecimiento, establecimientos turísticos y restaurantes, así como actividades agrícolas. Considerando la demanda actual, a futuro se necesitará cubrir una demanda de al menos 3 m³/h en producción continua; no obstante, también se puede producir agua en ciertos horarios, y durante el resto del día se consume lo almacenado en tanques.

Un sistema autónomo debe poder operar y cubrir la demanda energética aun cuando se tiene condiciones adversas en la disponibilidad de recursos renovables. Por ello, debe poder operar normalmente durante al menos 2 días utilizando únicamente la energía almacenada en las baterías, considerando que el sistema solar y eólico se encuentran fuera de servicio.

Tabla 2.1 Resumen de los requerimientos del sistema

Requerimiento	Objetivos de diseño
Calidad	Mantener concentraciones de sal menores a 150 mg/litro
Demanda	Capacidad de producción de 3 m ³ /h (continuo) O producción diaria de 71 m ³ de agua potable
Autonomía	Sistema puede operar durante 3 días utilizando solo las baterías

2.1.2. Factores de influencia

En la siguiente tabla se indican algunos factores importantes al momento de analizar el proyecto:

Tabla 2.2 Factores de influencia y su ponderación

Factor	Peso	Explicación
Capital	0.10	Capital requerido para cubrir la inversión inicial del sistema.
Costos de operación	0.30	Costo asociado a combustible, repuestos, baterías, operadores, entre otros.
Gestión de residuos	0.20	Menor cantidad de desechos generados que deban ser evacuados de la comunidad.
Mantenimiento	0.15	Dificultad para adquirir y reemplazar partes. Complejidad del sistema y actividades de mantenimiento requeridas periódicamente.
Facilidad de instalación	0.15	Dificultad para transportar e instalar los componentes del sistema en la isla Floreana.
Generación de CO ₂	0.10	Producción de gases de efecto invernadero asociados a la operación del sistema.

2.1.3. Alternativas de solución

Considerando que el sistema de desalinización se debe implementar en una isla, y cumplir con los requerimientos anteriormente expuestos, se plantea las siguientes alternativas de solución:

Tabla 2.3 Descripción de las alternativas de solución

Alternativa A: Diésel y RO
Un sistema convencional que utiliza tecnología de RO para desalinizar el agua, mientras que las bombas de alta presión son acopladas directamente a los motores de diésel. No requiere de baterías, y el sistema trabajará de forma estable mientras se tenga suministro de combustible.
Alternativa B: Solar PV y RO
El sistema utiliza RO para la desalinización del agua salobre, y un sistema PV autónomo para generar energía eléctrica, que se almacena en baterías y es utilizada para hacer funcionar los motores eléctricos acoplados a las bombas. No requiere de combustible, pero para garantizar su autonomía y una generación estable, el banco de baterías debe ser bastante grande.
Alternativa C: Híbrido (Solar PV- Eólico) y RO
Un sistema híbrido de energía PV y eólica genera una potencia eléctrica que es almacenada en un banco de baterías, el cual opera los motores eléctricos de las bombas del sistema de RO. Los generadores eólicos trabajan durante todo el día, así que se puede reducir el tamaño del banco de batería y la instalación fotovoltaica.
Alternativa D: Solar térmico y MSF con energía de la red
El sistema de MSF se utiliza para desalinizar el agua salobre, y genera la energía térmica por medio de colectores solares, que almacenan la energía en un depósito térmico o acumulador, mediante el cual se opera el caldero. Las bombas de vacío y circulación del sistema operan utilizando energía de la red eléctrica.

2.1.4. Matriz de selección

A continuación, se desarrolla una matriz de selección, donde se analizan las alternativas planteadas anteriormente. Cada alternativa es evaluada según los factores de influencia con un valor del 1 al 5, donde un mayor

valor indica que se cumple mejor con el requisito. Después, se multiplican las calificaciones por el peso respectivo de cada factor, y la suma total corresponderá a la calificación de la alternativa.

Tabla 2.4 Matriz de selección

Factor	Peso	Alternativas de solución							
		Diésel y RO (A)		Solar y RO (B)		Híbrido y RO (C)		Solar y MSF (D)	
Capital	0.10	5	0.50	4	0.40	3	0.30	2	0.20
Costos de operación	0.30	2	0.60	4	1.20	5	1.50	3	0.90
Gestión de residuos	0.20	2	0.40	4	0.80	5	1.00	3	0.60
Mantenimiento	0.15	3	0.45	5	0.75	4	0.60	2	0.30
Facilidad de instalación	0.15	4	0.60	5	0.75	3	0.45	3	0.45
Generación CO ₂	0.10	1	0.10	4	0.40	5	0.50	3	0.30
TOTAL	1.00	-	2.65	-	4.30	-	4.35	-	2.75

Se encuentra que, para los parámetros enunciados, la mejor alternativa corresponde al sistema de desalinización por ósmosis inversa, utilizando un sistema generador híbrido a partir de energía solar fotovoltaica y eólica.

Aunque no es tan fácil de instalar o mantener como un sistema a base de motores de combustión interna, cumple mejor con parámetros de protección ambiental, lo cual es importante al considerar que será ubicado en el Parque Nacional Galápagos. Además, el sistema híbrido tiene la ventaja sobre el sistema solo solar que requiere de un banco de baterías más pequeño, así que se necesitará menos recursos para su adquisición y

reemplazo, y será más fácil el manejo de los desechos una vez cumplida su vida útil.

2.1.5. Diseño de forma del sistema eléctrico

En el diseño conceptual se consideró dos fuentes potenciales de energía renovable para el sistema, que son la solar fotovoltaica y la eólica. Si se trabaja con una combinación de estos el sistema se clasifica como híbrido.

En el esquema de la Figura 2.1 muestra el sistema de generación de energía eléctrica. La radiación de energía solar es transformada en energía eléctrica por las placas fotovoltaicas, y es almacenada en baterías. Con el fin de evitar una sobrecarga o descarga excesiva de las baterías se utiliza un regulador o controlador de carga que en este caso se encuentra dentro del inversor; es un controlador MPPT, porque permite al panel PV trabajar con su máximo voltaje, regulando la corriente de salida que alimenta a las baterías. Así, se asegura que el sistema trabaje en su máximo punto de potencia (MMPT), y se obtiene un rendimiento mejor que utilizando un controlador PWM. (Svarc, 2020).

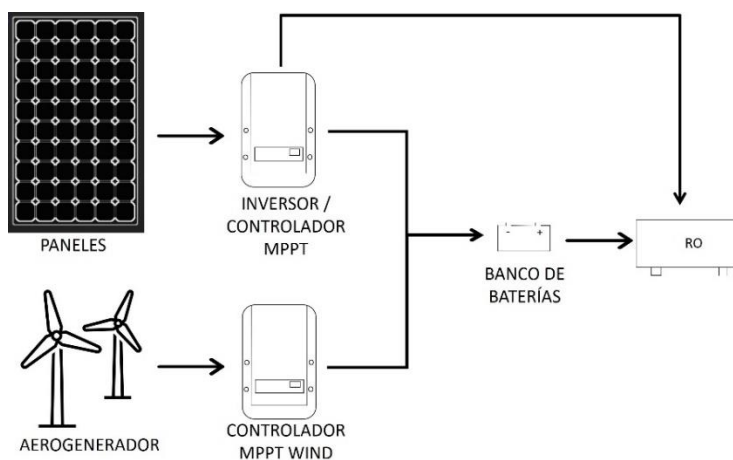


Figura 2.1 Esquema del sistema de generación eléctrica

El banco de baterías está conecta a un inversor que transforma la corriente continua procedente de las baterías a corriente alterna. Esto es

debido a que las bombas y elementos eléctricos requieren corriente alterna

Los aerogeneradores generan electricidad a partir de la fuerza del viento, la ventaja es que puede ser producida durante el día y la noche. El regulador MPPT Wind permite rectificar, controlar y filtrar la energía que es producida por los generadores y entregar energía apta para almacenar energía eléctrica en los acumuladores, optimizando el máximo de energía posible desde el aerogenerador pues posee tecnología de punto de máxima eficiencia MPPT.

2.1.6. Diseño de forma del sistema hidráulico

El circuito hidráulico empieza captando agua salobre, la cual es enviada a una bomba de alta presión que eleva el cabezal del fluido hasta superar la presión osmótica de las membranas del módulo de desalinización. En el módulo, se genera un flujo de permeado (agua desalinizada) y un flujo de salmuera (agua con mayor concentración de sal); este último tiene una alta presión, así que para mejorar la eficiencia del proceso se utilizan equipos de recuperación de energía, como pueden ser turbinas o intercambiadores de presión. A continuación, se muestra un esquema del sistema hidráulico:

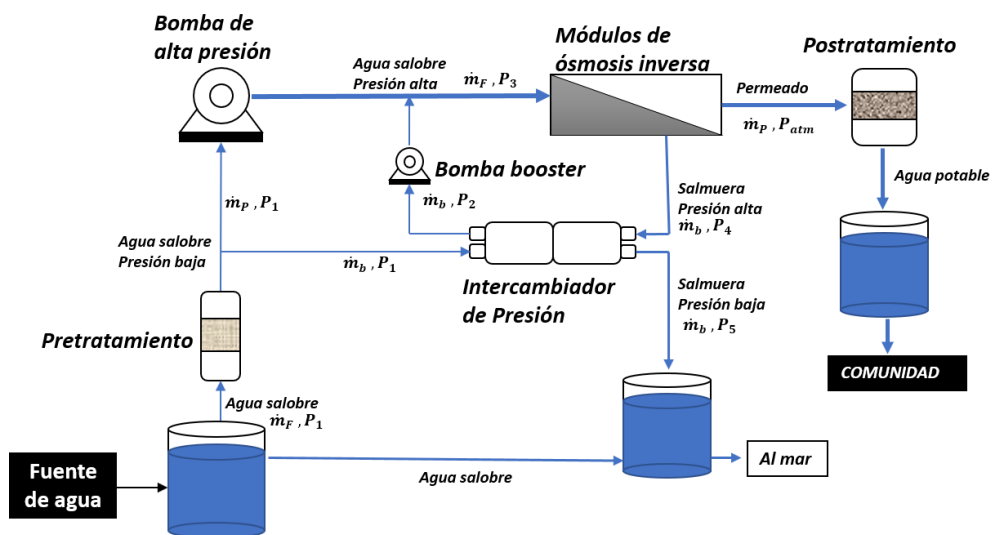


Figura 2.2 Esquema del sistema hidráulico.

Los intercambiadores de presión modelo PX son desarrollados por la compañía Energy Recovery, y operan con una eficiencia mayor al 95%; opera bajo los principios de desplazamiento positivo, y transfiere energía de la salmuera a alta presión a una línea de agua salobre a baja presión. Un estudio hecho en plantas de desalinización griegas encontró que el consumo específico de energía era de 3.02 kWh/m³ al utilizar este equipo, mucho menor que el alcanzado con turbinas Pelton y turbocargadores (Avlonitis et al., 2003). Reducir los requerimientos de energía es particularmente importante para evitar que el sistema de generación eléctrico tenga que ser demasiado grande, lo que aumentaría los costos de inversión y mantenimiento.

La bomba principal o bomba de alta presión (HPP) se encarga de incrementar el cabezal del agua salobre hasta una mayor la presión osmótica de las membranas; las plantas suelen operar con presiones de 55 a 70 bares para agua marina, y de 15 a 35 bares para agua salobre (WHO, 2007). La bomba booster o bomba de circulación (CP) eleva la presión del flujo de agua salobre que sale del intercambiador hasta alcanzar el nivel de la línea principal, con el fin de que se puedan mezclar los flujos.

Con el fin de disminuir el impacto que tendría la descarga directa de la salmuera al mar, se puede mezclarla previamente con agua salobre; esto diluye el contenido de sal y se evita poner en riesgo a la vida marina en la zona de descarga (American Water Works Association, 2011).

2.1.7. Sistema de potabilización

Con el fin de proteger los equipos y eliminar contaminantes del agua salina, se requiere pasar previamente por una etapa de pretratamiento, donde se realiza filtración y ultrafiltración para eliminar sólidos suspendidos, se ajusta a la baja el pH del agua (estabilización), y se realiza un proceso de desinfección, utilizando cloro, luz ultravioleta, u ozono. Esto último evitará la bioincrustación de las membranas, extendiendo su vida útil. (WHO, 2007)

El postratamiento se realiza al agua desalinizada para asegurar que es adecuada para el consumo humano; de acuerdo con la OMS (WHO, 2007), los procesos típicos son:

- Uso de inhibidores de corrosión
- Estabilización del pH añadiendo carbonatos alcalinos
- Desinfección
- Re-mineralización

Esto permitirá no solo asegurar la calidad del agua que llega a los consumidores, sino que también protegerá al sistema hidráulico de la degradación.

2.2. Recursos energéticos

2.2.1. Localización de la planta

Se utilizó como referencia un punto cercano al centro urbano principal de la comunidad, Puerto Velasco Ibarra, como se muestra en la siguiente captura de pantalla de Google Maps:



Figura 2.3 Localización para descarga de datos meteorológicos

El punto utilizado como referencia corresponde a las coordenadas 1°16'52.6"S 90°28'54"W. No obstante, se espera que la localización real que tendrá la planta será más al interior de la isla, a una mayor elevación, cerca de alguna de las fuentes de agua salobre que existen en la zona. Sin embargo, en el caso de datos de insolación y temperatura, no habría de esperarse que exista una diferencia considerable entre los valores de la posición real y la referencial.

2.2.2. Información meteorológica

Con el fin de evaluar los recursos eólicos y solares disponibles en la zona, se utilizó el software Meteonorm para generar un archivo climático con información horaria de distintos parámetros ambientales a lo largo del año, como son la irradiancia (W/m^2), temperatura ($^{\circ}C$), y velocidad del viento (m/s). La información climática corresponde a un año típico, que se calcula utilizando información histórica en un período de tiempo de al menos diez años consecutivos.

Los parámetros meteorológicos son obtenidos a través de una red mundial de estaciones meteorológicas, así como satélites geoestacionarios, y los datos son interpolados para obtener información en cualquier punto de la superficie terrestre. Algunos parámetros son calculados por medio de modelos estocásticos, como es el caso de la velocidad del viento, donde se estima a partir de los valores diarios de irradiación global; por ello, no se aconseja utilizar estos valores para el diseño de plantas eólicas, sino solo tomarlos como referenciales. (Remund et al., 2018)

2.2.3. Recurso solar

El recurso solar se caracteriza según la irradiación, que se define como la densidad de energía que se tiene por unidad de área, la cual se mide en kilovatios hora por metro cuadrado (kWh/m^2). Para dimensionar un sistema fotovoltaico, se puede calcular el valor medio de irradiación solar que se tiene por día en cada mes, para después identificar el mes con el

menor recurso disponible, el cual se toma como valor de diseño. (Barriga et al., 2014)

Del archivo de Meteonorm se obtiene datos de irradiancia global horizontal (G_H), difusa (G_d) y directa (G_b); para obtener los valores de irradiación diarios únicamente hay que sumar los valores de irradiancia horarios que se tienen a lo largo de un día. Existen dos parámetros que afectan al rendimiento de los paneles, que son su ángulo acimutal e inclinación. En el caso del ángulo acimutal, se considera que el panel debe estar orientado hacia el norte si se encuentra en el hemisferio sur. Por otro lado, el ángulo de inclinación óptimo debe ser calculado, lo que se consigue computando la irradiación total sobre la superficie inclinada (G_T) para distintos ángulos, y el óptimo será aquel donde se obtenga el máximo promedio anual. Para calcular G_T [kWh/m² día] se puede utilizar la siguiente ecuación (Duffie & Beckman, 2013):

$$G_{T,\beta} = G_b R_b + G_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + (G_d + G_b) \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.1)$$

Donde β [°] denota la inclinación del panel PV, ρ_g corresponde al albedo o reflectividad en la ubicación, el cual se mantiene constante en climas de dos estaciones, y que tiene un valor de 0.2 según el archivo climático. El factor de corrección R_b para el hemisferio sur se calcula como (Duffie & Beckman, 2013):

$$R_b = \frac{\cos(\lambda + \beta - \delta)}{\cos(\lambda - \delta)} \quad (2.2)$$

Donde δ [°] corresponde a la declinación del sol para un día medio de cada mes, mientras que λ [°] corresponde a la latitud, que en el caso del punto referencial en la isla Floreana es igual a -1.16°. Utilizando estas ecuaciones y datos se desarrolló la siguiente gráfica:

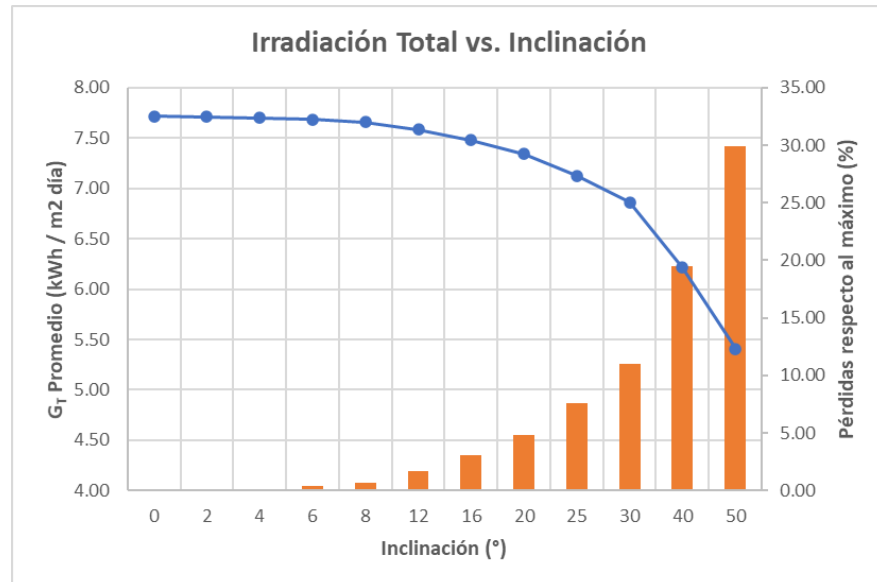


Gráfico 2.1 Irradiación promedio anual en función de la inclinación

Modificando manualmente los valores se encontró que la máxima irradiación total se obtendría para un ángulo de 0.8°. No obstante, se puede utilizar una inclinación de hasta 10° y las pérdidas respecto al máximo serán menores al 1%; es decir, poco significativas, así que en el proyecto se escogerá 8° como la inclinación de los paneles, con el fin de evitar la acumulación de agua o suciedad sobre su superficie, pero sin sacrificar eficiencia.

2.2.4. Recurso eólico

El cálculo de la potencia eólica disponible (W_d) se realiza con la siguiente ecuación (Barriga et al., 2014):

$$W_d = \frac{1}{2} C_{betz} \rho A \langle v \rangle^3 \quad (2.3)$$

Donde $C_{betz} = 16/27$ es un coeficiente que indica la máxima fracción de potencia del viento que puede captar el aerogenerador, mientras que ρ [kg/m³] corresponde a la densidad del aire, A [m²] es el área barrida por las aspas, y $\langle v \rangle$ [m/s] es la velocidad media del viento. No obstante, la distribución del viento no es gaussiana, como muestra el siguiente histograma:

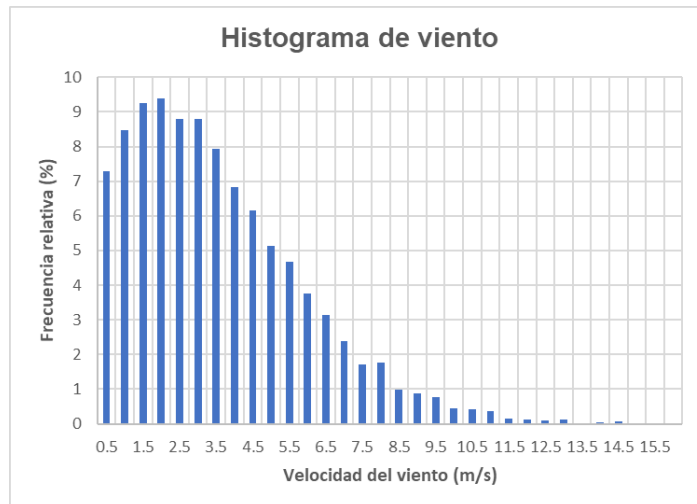


Gráfico 2.2 Distribución estocástica de la velocidad del viento

Por lo tanto, para calcular la velocidad media es necesario realizar un ajuste de coeficientes de Weibull para modelar la distribución y determinar los factores de escala (c) y forma (k) de la función estocástica, que permiten calcular la velocidad media utilizando la siguiente ecuación:

$$\langle v \rangle = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (2.4)$$

Donde $\Gamma(x)$ corresponde a la función gamma. Tras aplicar el ajuste de Weibull se encontró que $k = 1.41$ y $c = 3.58$, por lo que se estima que la velocidad media del viento es 3.26 m/s y se dispone de una potencia aprovechable igual a 12.2 W/m² para un buje a una altura de 10 metros sobre el nivel del suelo.

Como el modelo utilizado por Meteonorm no es muy preciso para este parámetro meteorológico, es probable que se esté subestimando el recurso eólico disponible. Por ejemplo, un estudio hecho en la isla Baltra y Santa Cruz midió directamente este parámetro en localizaciones con alturas entre los 60 y 580 msnm, y la velocidad media tenía valores entre 5.9 y 6.2 m/s (ERGAL, 2010), lo que correspondería a una potencia aprovechable casi seis veces mayor a la calculada.

2.2.5. Sistemas híbridos

En un sistema híbrido los recursos solar y eólico se complementan para reducir la superficie requerida y disminuir el tamaño del banco de baterías.

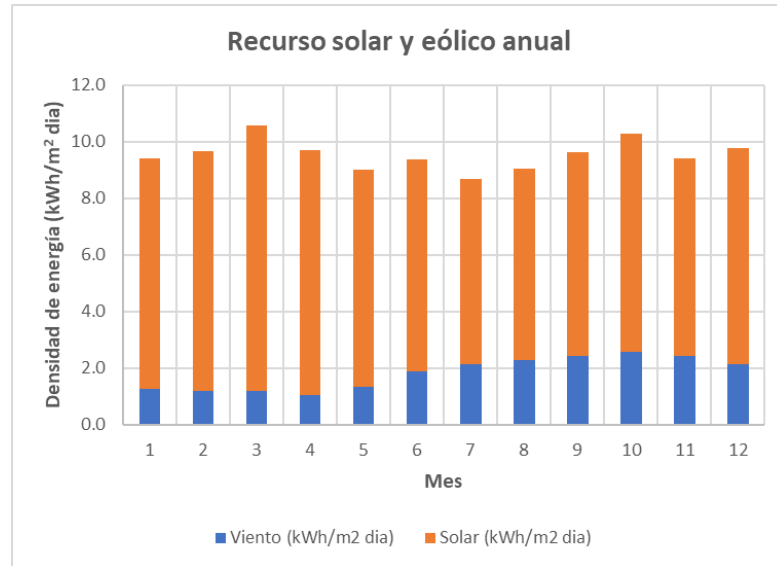


Gráfico 2.3 Disponibilidad de los recursos renovables a lo largo del año

Utilizando la ecuación (2.3) se puede estimar la potencia generada para cada dato de viento, con lo que se obtiene la energía eólica por hora.

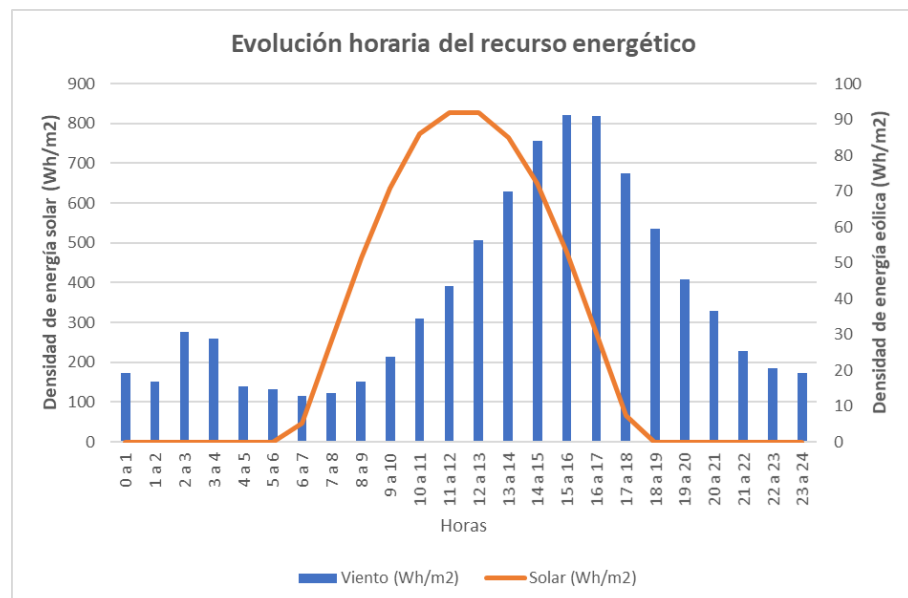


Gráfico 2.4 Disponibilidad de energía a lo largo del día

Así, se puede comparar la densidad de energía disponible con cada fuente a través del año, como se observa en el gráfico anterior. Por otro lado, también se puede comparar la generación promedio según la hora del día, como se muestra en el Gráfico 2.4.

2.3. Componentes del sistema

2.3.1. Sistema eléctrico

Los principales componentes del sistema eléctrico se resumen en la siguiente tabla, donde se indica también las variables de entrada y salida, así como la principal ecuación que se utilizará para modelar su comportamiento a futuro:

Tabla 2.5 Componentes del sistema eléctrico

Componente	Entradas	Salidas	Ecuaciones
Batería	Corriente Temperatura	Voltaje Estado de carga	SOC_{t+1} $= SOC_t + \frac{E_{gen,t} - E_{inv,t}}{EBAT_{max}}$
Panel PV	Irradiación Inclinación	Potencia	$W_{PV} = R_p \cdot A_p \cdot G_{T,\beta}$
Inversor	W_{in} Corriente DC	W_{out} Corriente AC	$\eta_{inv} = \frac{W_{in}}{W_{out}} * 100$
Turbina eólica	Potencia mecánica	Potencia eléctrica	$W_{AE} = f(v_{wind})$
Cableado	V_1	V_2	$V_2 - V_1 = I \cdot R$

Donde W [kW] denota potencia, η [%] es eficiencia, R_p [%] y A_p [m²] corresponden al rendimiento y área del panel PV, I [A] representa corriente, V [V] es voltaje, R [Ω] es la resistencia, y v_{wind} [m/s] es la velocidad del viento. Además, en el caso de la batería se tiene que SOC

[%] representa el estado de carga, mientras que $EBAT_{max}$ [kWh] es la máxima energía almacenada en las baterías. Además, se considera el uso de un regulador de carga MPPT, el cual tiene pérdidas despreciables.

2.3.2. Sistema hidráulico

En el caso del sistema hidráulico, los principales componentes son las bombas hidráulicas, el intercambiador de presión, los tanques de acumulación, y la membrana de ósmosis inversa.

Tabla 2.6 Componentes del sistema hidráulico

Parte	Entradas	Salidas	Ecuaciones
Bomba	Presión baja Potencia eléctrica	Presión alta	$\Delta p = \frac{W_{inv}}{Q} \eta_{pump}$
Intercambiador de presión	Permeado a alta presión Fuente a baja presión	Permeado a baja presión Fuente a alta presión	$P_{F2} = P_{F1} + \eta_{RX} P_{C1}$ $P_{C2} = P_{F1} - (1 - \eta_{RX}) P_{C1}$
Pérdidas mayores	Caudal	Caudal	$\Delta P = \frac{1}{2} \frac{f \rho L}{D} v^2$
Pérdidas menores	Caudal	Caudal	$\Delta P = \frac{1}{2} K \rho v^2$
Tanque de almacenamiento	Caudal	Caudal	$Q_{in}(t) - Q_{out}(t) = A \frac{dh}{dt}$
Tanque de mezclado	Concentrado Agua salobre	Agua salobre	$C_3 = \frac{C_1 Q_1 + C_2 Q_2}{Q_1 + Q_2}$
Membrana RO	Agua salobre	Concentrado Permeado	Apéndice A

Donde Q [m^3/h] representa flujo o caudal, P [bar] es la variable presión, ρ [m^3/kg] denota la densidad del fluido, D [m^2] corresponde al diámetro de tubería y L [m] a su longitud, mientras que C representa la concentración de un solvente en el fluido en base de masa [kg/m^3] o base molar [mol/m^3], y los factores f y K corresponden a coeficientes de fricción de tubería y accesorios, respectivamente.

2.3.3. Simulación del sistema

Para simular y modelar los distintos componentes del sistema se requiere utilizar modelos matemáticos y empíricos asociados a cada elemento. En el caso de las membranas de ósmosis inversa, fue necesario adaptar y modificar modelos encontrados en la literatura, en un proceso que se desarrolló a detalle en el Apéndice A. Con este modelo, se puede estudiar el comportamiento de la membrana en función de sus 7 variables características, como son la temperatura y salinidad del agua de trabajo, presión y caudal de alimentación, la recuperación del sistema y la generación de permeado, así como el factor de fouling de la membrana.

Utilizando el programa MATLAB se procede a generar funciones que calculen las propiedades del sistema a partir de dos variables independientes, lo que permite construir modelos más complejos que representan distintas configuraciones del sistema, con lo cual se procede a simular su rendimiento en una variedad de condiciones de operación, para encontrar así el sistema que mejor se adapte a los requerimientos del proyecto.

El programa MATLAB tiene la ventaja de ser un ambiente de trabajo enfocado en la resolución de sistemas matemáticos complejos, por lo que es particularmente adecuado para modelar y simular los sistemas. Además, contiene el ambiente SIMULINK, que puede facilitar la simulación dinámica del sistema.

En el caso de los componentes eléctricos, se simula el sistema con enfoque en el transporte y almacenamiento de potencia, para agilizar la

programación. Se utiliza modelos teóricos para el cálculo directo de la potencia a partir de la irradiación en el caso de los paneles fotovoltaicos, y se trabaja con las curvas características de potencia del aerogenerador. Para la selección y conexión de los elementos eléctricos se considera sus características nominales de potencia, voltaje y corriente.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1. Modelado de la demanda de agua

En el Apéndice 3 se desarrolla más detalladamente los procesos utilizados para modelar el crecimiento poblacional y los perfiles de demanda de agua potable, así que en esta sección se indican únicamente los principales resultados obtenidos.

Para la estimación de la demanda se consideró la población flotante, permanente, cabezas de ganado en la isla, así como un factor de seguridad del 10%. Además, para tener un modelo más robusto, se añadió ruido a la demanda doméstica, generando una variación del 5% con distribución gaussiana.

En el año 2020 se estimó que el requerimiento de la comunidad sería de aproximadamente 15,200 metros cúbicos, lo que equivale a una producción de agua potable de 1.73 m³/h, suponiendo que el sistema está produciendo las 24 horas de cada día.

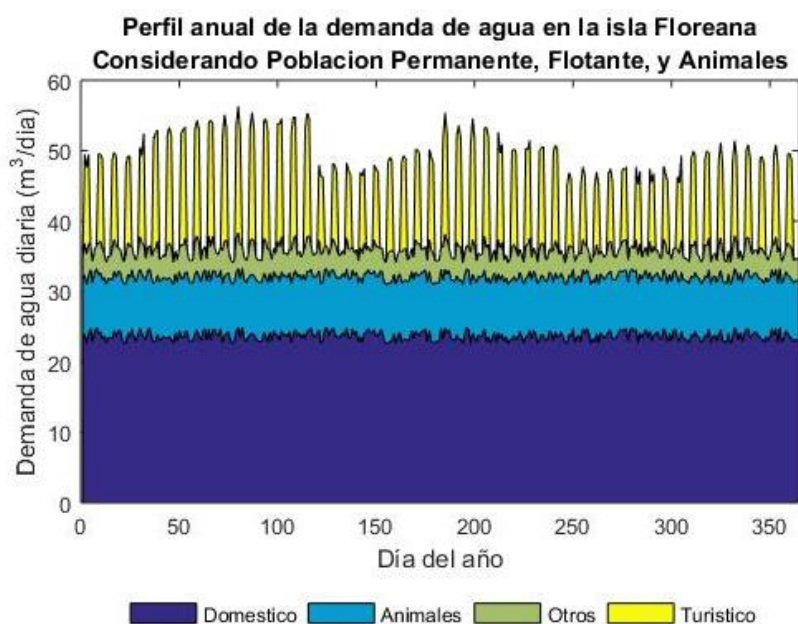


Gráfico 3.1 Perfil anual de demanda de agua en la comunidad.

En el gráfico se muestra el perfil anual de demanda para cada grupo de consumidores. Se observa que el grupo de turistas tiene un patrón discontinuo, que se debe a la falta de transporte hacia la isla Floreana. De acuerdo con la DNPG, únicamente los martes y jueves está activa la ruta de transporte entre Santa Cruz y Floreana (DNPG, 2018), así que los turistas se concentran en 3 días de la semana, donde el miércoles solo se quedan los turistas que trasnochan, los cuales representan cerca del 20% (Ruiz-Ballesteros & Brondizio, 2013).

El sistema tiene que abastecer a la población hasta 20 años plazo, así que fue necesario realizar una proyección de la población permanente y flotante. En el caso de la población permanente, se seleccionó la tasa de crecimiento compuesto anual (TCAC) utilizado por el INEC para proyectar la población de las islas Galápagos, el cual tiene un valor de 2.86% (INEC, 2010). En el caso turístico, también se utilizó el valor general del archipiélago, que tiene un valor de 5.41%. Los datos se encuentran recopilados en el informe del Observatorio de Turismo Galápagos OTG (2019).

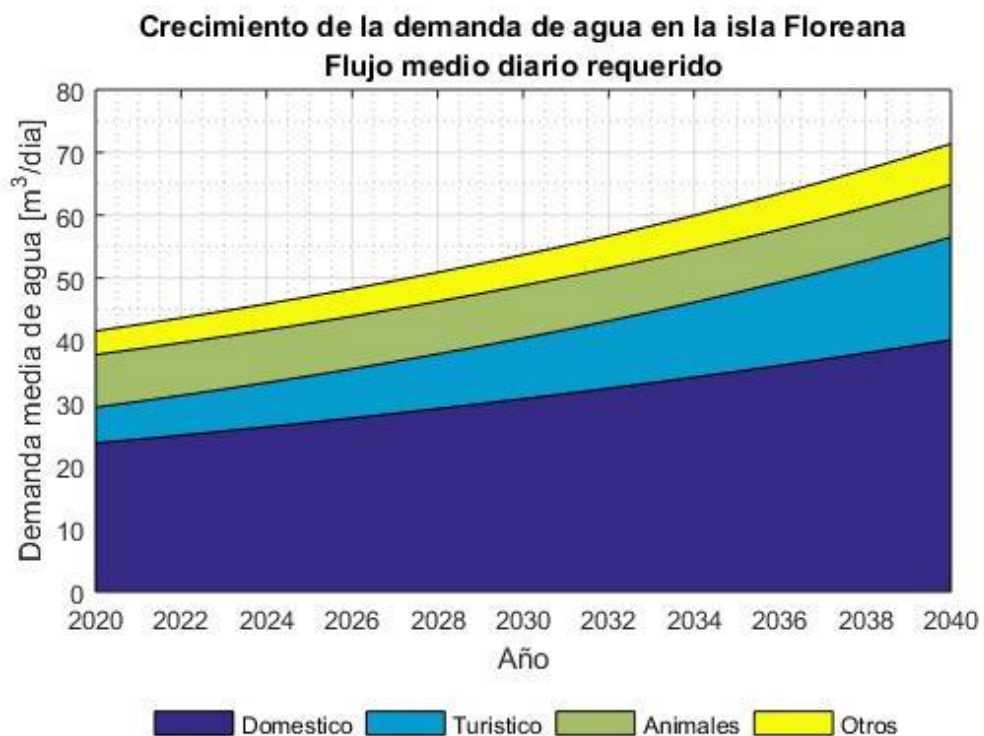


Gráfico 3.2 Proyección de la demanda diaria en la isla Floreana.

Considerando que las TCAC se mantienen constantes, se puede utilizar el modelo exponencial para estimar la población dentro de n años:

$$P_n = P_o \cdot \left(1 - \frac{TCAC}{100}\right)^n \quad (3.1)$$

Donde P_o corresponde a la población original. Aplicando esta ecuación a la población actual y su demanda de agua, se puede proyectar la evolución de la demanda diaria hasta el año 2040, como se observó anteriormente en el Gráfico 3.2, donde se considera las necesidades de agua a futuro de la población local, el turismo, los animales, entre otros.

El consumo medio diario se incrementará de 41.6 m³/día en el 2020, hasta alcanzar 71.4 m³/día en el año 2040. El sistema de generación de agua potable deberá poder operar en este rango una vez diseñado; es decir, si opera continuamente las 24 horas del día, deberá tener una capacidad entre 1.7 y 3.0 m³/h.

Por último, se desarrolló un perfil horario de demanda, donde se determinó por cada hora del día el porcentaje del total diario que es requerido para el consumo. Para desarrollar el perfil es necesario calcular el coeficiente de demanda pico p_f , que se define como la razón entre el caudal máximo y el caudal medio diario. Su valor varía según la magnitud de la población, y podemos utilizar la siguiente expresión probabilística desarrollada por Tricarico et al. (2007) :

$$\mu_{p_f} = 8 \cdot N_{AB}^{-0.2} \quad (3.2)$$

Donde μ_{p_f} representa el valor medio y N_{AB} es el tamaño de la población. Para la comunidad de la isla Floreana el valor pico correspondería a 2.96, lo que equivale a un 12.3% de la demanda diaria. La forma del perfil es adaptada del reporte de Schalkwyk (1996) para una comunidad en desarrollo en Sudáfrica, utilizando el coeficiente pico calculado y suavizando los cambios entre horas del día. Este perfil se aplica al valor diario calculado, y así se genera un perfil de demanda para las 8760 horas que hay en el año, como se puede apreciar en el siguiente gráfico:



Gráfico 3.3 Perfil de demanda horaria en la isla Floreana.

3.2. Modelado de la membrana de RO

En el Apéndice A se desarrolla detalladamente el modelo de la membrana, y se indican los supuestos considerados para el modelado. En esta sección se presenta un resumen de este proceso, y se indican los principales resultados alcanzados.

Para desarrollar las ecuaciones se considera que es válida la primera ley de Fick para transporte de masa a través de la membrana, así como teoría de capa fina para determinar polarización. Además, se considera un sistema simplificado de NaCl, y que las propiedades varían linealmente dentro de la membrana.

Las principales ecuaciones para cálculo del flujo de permeado y concentración del permeado fueron adaptadas de los trabajos de Oh et al. (2009) y Kim et al. (2016) para módulos de RO con estructura enrollada en espiral, mientras que las propiedades termo-físicas del agua salina se calcularon utilizando correlaciones experimentales encontradas Sharqawy et al. (2010), así como la correlación para el coeficiente de transporte de masa basado en el número de Sherwood calculado en el trabajo de Schock & Miquel (1987).

Las ecuaciones del sistema son semi-empíricas, así que es necesario calcular sus parámetros en función de datos reales. Para el proyecto se seleccionó una membrana modelo BW30-400 de la marca FilmTec, así que utilizando el software WAVE del proveedor DuPont de Nemours Inc. (Dow Chemical), se puede determinar valores referenciales que sirven para la verificación del modelo. Con estos resultados referenciales se aplica una regresión múltiple no lineal (RMNL) para determinar los parámetros con los que mejor se ajustan los modelos a los valores referenciales. En la siguiente tabla se indica los valores que fueron encontrados.

Tabla 3.1 Parámetros calculados y los errores asociados a sus variables

Ecuación	Variable	Parámetros	Valor	Unidad	Error medio
Presión de alimentación	P_f	L_{v0}	0.9302×10^{-12}	m/Pa · s	$1.5 \pm 1.2 \%$
		α_1	11.3926	-	
		α_2	11.276×10^{-7}	1/Pa	
		K_{TB}	-0.0226	-	
Concentración del permeado	C_p	L_{s0}	12.4864×10^{-8}	m/s	$5.7 \pm 3.9 \%$
		β_1	17.1726	-	
Pérdida de presión	P_d	γ_1	1.2244	Pa	$1.8 \pm 1.3 \%$
		γ_2	1.4126	-	
		K_{TA}	-4.634×10^{-2}	1/°C	

Para mejorar la correspondencia entre el modelo y los resultados referenciales, fue necesario modificar las ecuaciones originales con factores de corrección de temperatura.

Considerando el modelo desarrollado en el Apéndice A, se utilizó funciones en MATLAB para explorar el espacio de diseño para un único elemento de RO, considerando distintas combinaciones de presión de alimentación y flujo salobre. Para resolver el sistema de ecuaciones no lineales que se genera, se requiere utilizar un método numérico; se utiliza el de la bisección, ya que la diferencia en órdenes de magnitud de las variables genera una matriz jacobiana no balanceada que impide la aplicación del método de Newton-Raphson.

En la siguiente gráfica se muestra el flujo de permeado generado en función de la presión y caudal de alimentación:

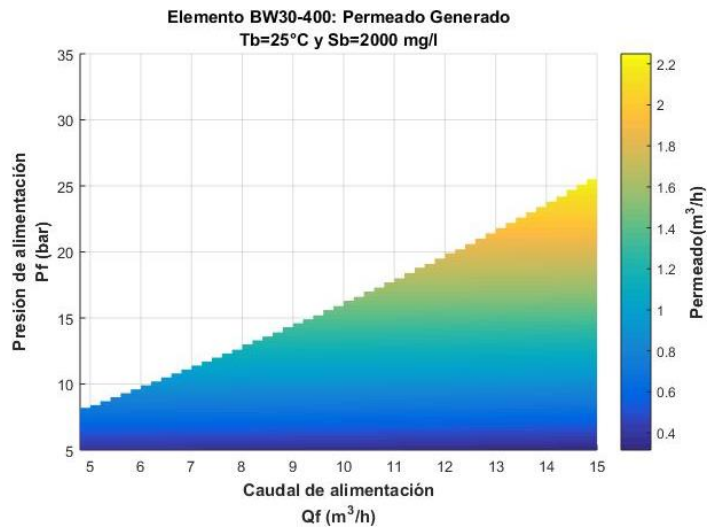


Gráfico 3.4 Generación de permeado en el espacio de diseño.

Los espacios en blanco corresponden a valores que no cumplen con los límites físicos del sistema, como son el flujo máximo de permeado, la recuperación máxima permitida, y el mínimo flujo de salmuera requerido. En la siguiente gráfica se indica la energía específica para producir una unidad de permeado.

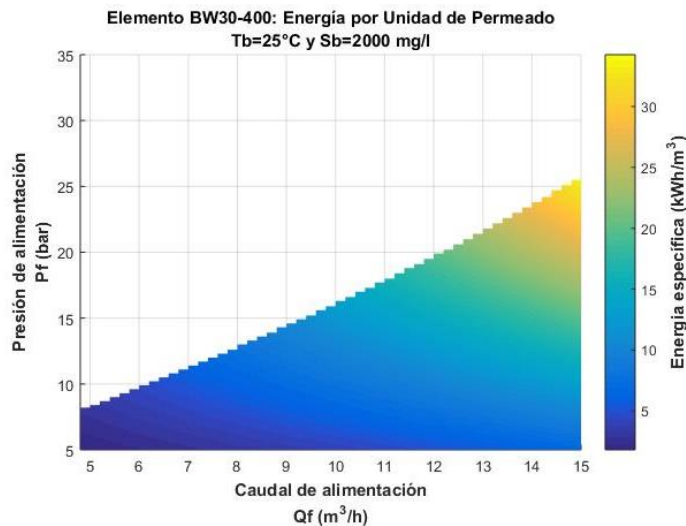


Gráfico 3.5 Energía específica en el espacio de diseño

Se observa que se tiene valores relativamente altos de energía específica; por ello, es necesario analizar la combinación de elementos que mejorará el rendimiento, así como el efecto del intercambiador de presión (PX).

3.3. Modelado y optimización del sistema RO con energías renovables

El análisis empieza considerando el número de elementos a seleccionar. Para ello, se definen valores constantes de temperatura $T_b = 25\text{ }^\circ\text{C}$, concentración de sal en el agua $S_b = 5\text{ kg/m}^3$, y recuperación en el primer elemento. Además, se considera los siguientes límites operativos:

- Máxima recuperación permisible en un elemento ($Y_{max} = 15\%$)
- Máximo caudal de permeado por elemento ($Q_{pmax} = 1.15\text{ m}^3/\text{h}$)
- Mínimo caudal de salmuera por elemento ($Q_{rmax} = 3.41\text{ m}^3/\text{h}$)
- Máximo caudal de alimentación por elemento ($Q_{fmax} = 15.9\text{ m}^3/\text{h}$)
- Máxima presión de entrada ($P_{fmax} = 41\text{ bar}$)

En estas condiciones se determina la producción de permeado para varios valores de flujo de alimentación:

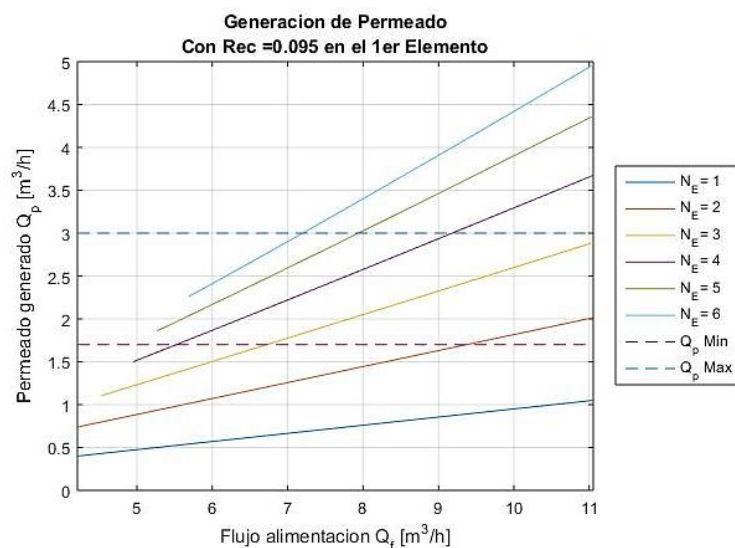


Gráfico 3.6 Generación de permeado con varios elementos

En la gráfica se observa como líneas discontinuas el rango de operación en m^3/h obtenido al realizar la proyección de demanda de agua de la población. Los elementos más apropiados son aquellos cuyo rango de operación coincide con el proyectado, como es el caso principalmente para N_E igual a 3, 4 y 5.

Se observa que para estos números de elementos la energía específica sin PX es mucho menor con el incremento de elementos, como se muestra a continuación:

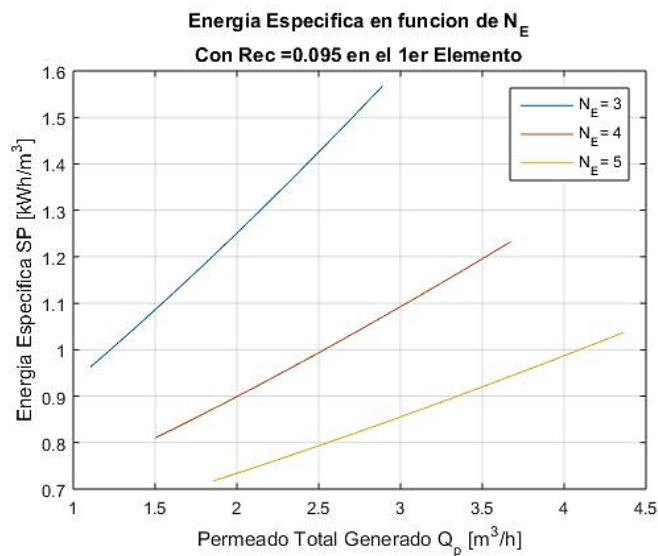


Gráfico 3.7 Energía específica para varios elementos.

Conforme aumenta el número de elementos por DP, la energía requerida por el sistema disminuye. Sin embargo, esto no significa necesariamente que el sistema sea más barato, ya que un sistema más grande requerirá de una potencia mayor para funcionar, lo que equivale a un mayor uso de inversores, baterías y paneles fotovoltaicos, sin contar el mayor número de elementos. Además, hay que considerar el efecto del PX, que es más efectivo con una menor recuperación.

Para incorporar estas variables en un solo índice, se evalúa el costo normalizado total (CNT) del sistema, que indica aproximadamente el costo de capital requerido por metro cúbico de permeado generado para varios N_E . El desarrollo de estas ecuaciones se explica detalladamente en el Apéndice D, así que a continuación se muestra los resultados:

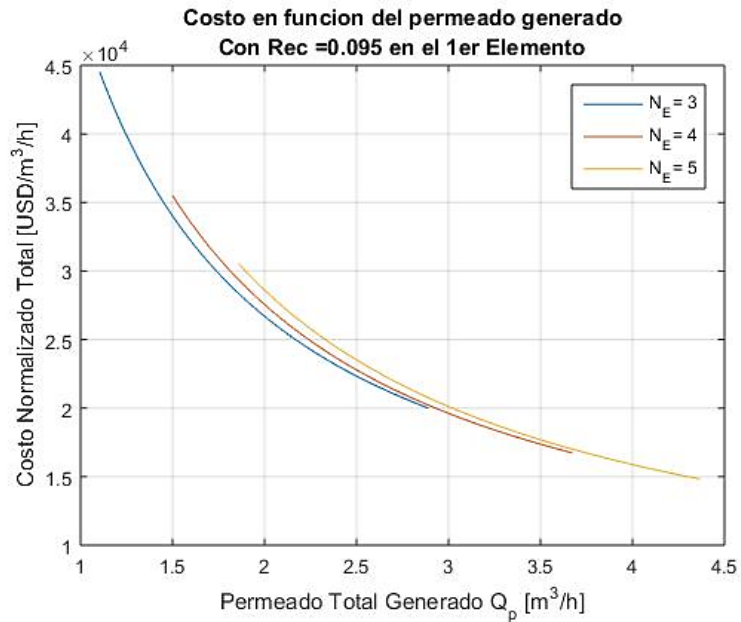


Gráfico 3.8 Costo Normalizado para varios elementos

Se observa que los costos normalizados son bastante similares, aunque la energía específica haya mostrado valores más distinguibles. Se aprecia que los sistemas más baratos son los que tienen 3 y 4 elementos. No hay que confundir el costo normalizado con el costo real de implementación del sistema, pero nos da una aproximación de que será necesario invertir al menos entre 60 y 70 mil dólares americanos.

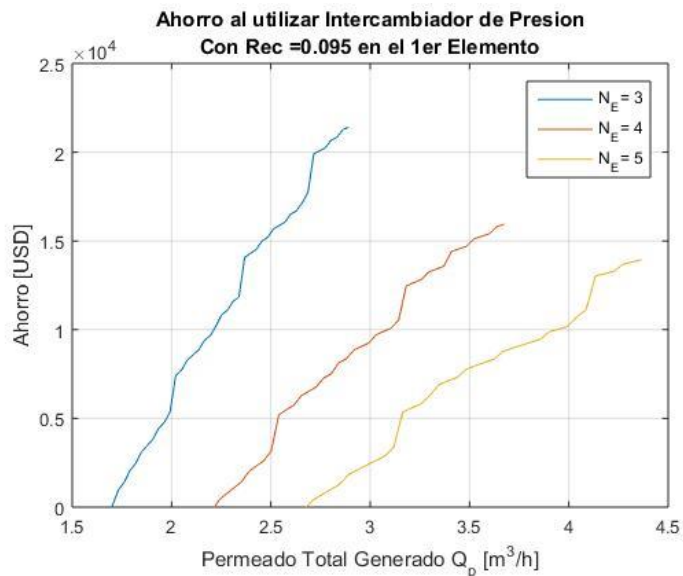


Gráfico 3.9 Ahorro normalizado al utilizar intercambiador de presión

Además, como se muestra en el Gráfico 3.9, se determinó que sí es viable utilizar un intercambiador de presión en el proyecto, ya que genera un ahorro neto en el rango superior de operación del sistema. También se puede tener una idea general de la estructura de costos, como se muestra a continuación:

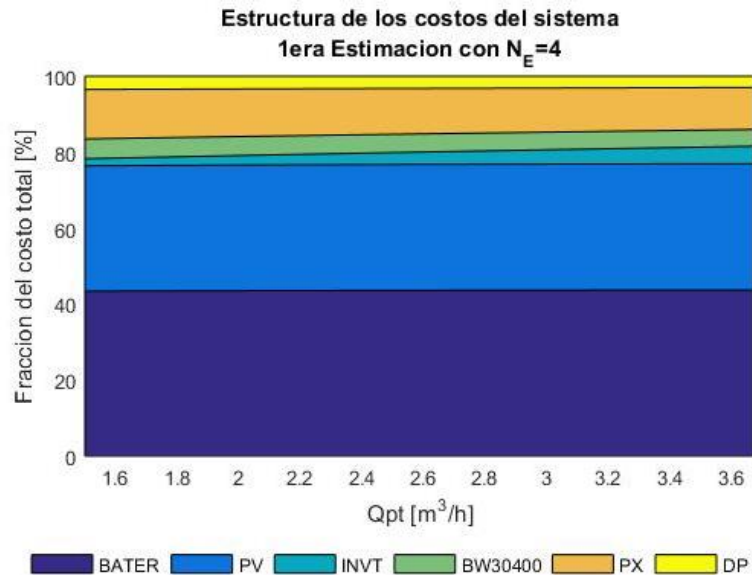


Gráfico 3.10 Estructura de los costos con $N_E=4$ con configuración simple.

Se observa que los principales costos provienen de las baterías y paneles solares, seguidos por el intercambiador de presión y las membranas. Para disminuir entonces esta variable, será necesario minimizar la potencia requerida por el sistema, y utilizar un generador eólico para reducir el número de baterías. Se compara la potencia requerida entre N_E igual a 3 y 4, encontrando que este último es el sistema más conveniente, ya que requiere menor potencia y tiene un mayor rango de control, que incluye plenamente a los límites proyectados anteriormente. Finalmente, se define que $N_E = 4$. Se observa que con una recuperación del 10% en el 1er elemento, el sistema puede operar en el rango proyectado de demanda. En el siguiente gráfico se aprecia mejor estas afirmaciones:

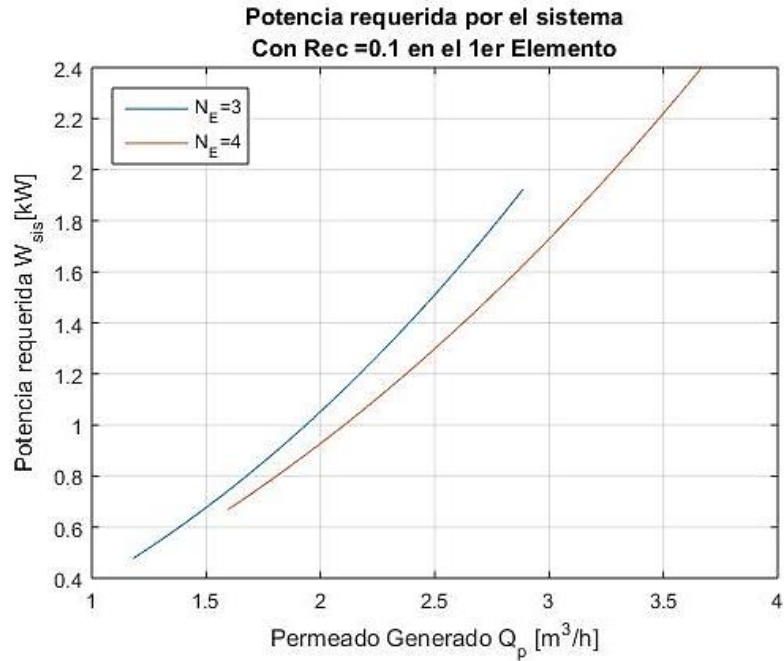


Gráfico 3.11 Potencia de trabajo del sistema con varios elementos

3.4. Modelado de la operación del sistema RO

Como se indicó anteriormente, un sistema de osmosis inversa puede operar en varias configuraciones, con varios elementos en paralelo o utilizando más etapas. Además, el rendimiento del sistema se verá afectado por la temperatura y salinidad del agua de alimentación. En la siguiente gráfica se compara las potencias requeridas para operar un sistema simple y uno en paralelo:

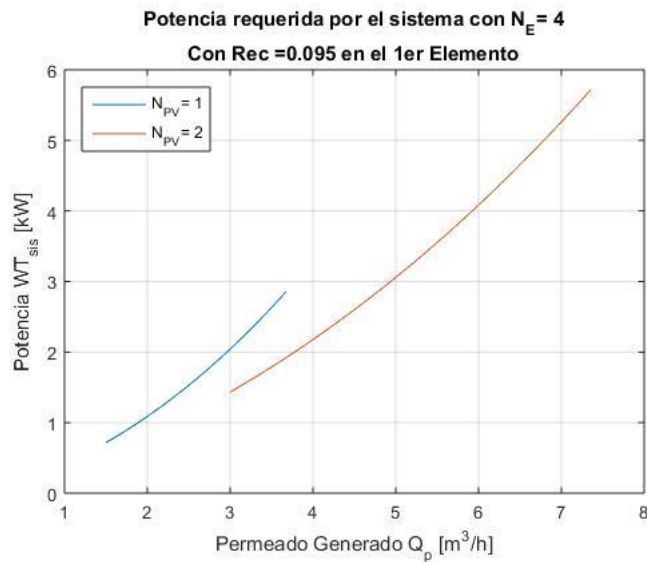


Gráfico 3.12 Potencia requerida para sistema simple y en paralelo.

Para una misma cantidad de permeado generado el sistema en paralelo es más eficiente que el simple, aunque en la práctica tendrán un rendimiento similar al considerar la energía específica. Las ventajas del sistema en paralelo es que genera un mayor rango operativo, y es fácil expandir el sistema incrementando únicamente las horas de operación al día.

Por otro lado, el sistema también requerirá una mayor potencia de trabajo conforme aumenta la concentración de sal en el sistema. En la siguiente gráfica se muestra la variación del requerimiento de potencia para distintos valores de concentración del agua salobre:

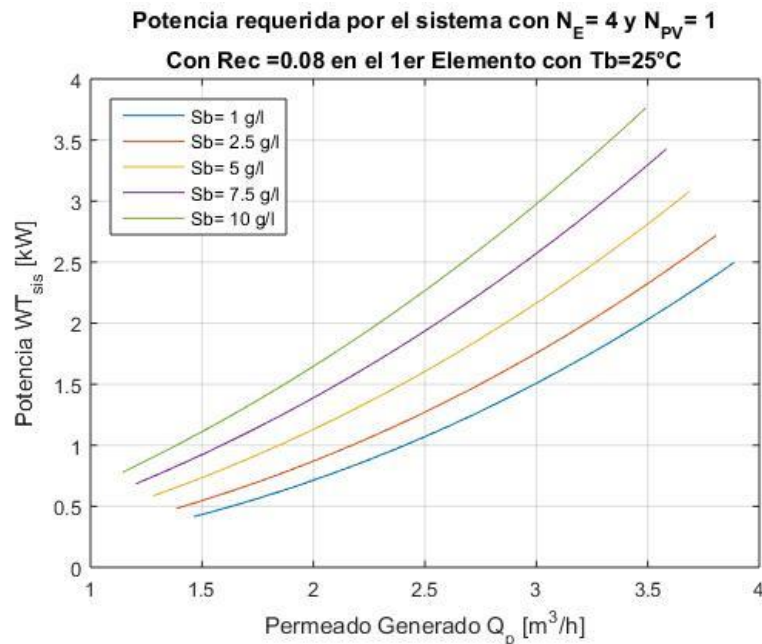


Gráfico 3.13 Potencia requerida para varios niveles de salinidad

La potencia requerida por el sistema incrementa con el aumento de la salinidad del agua, mientras que el rango de operación se decrece al desfasarse. La recuperación del sistema también disminuye con el incremento de salinidad.

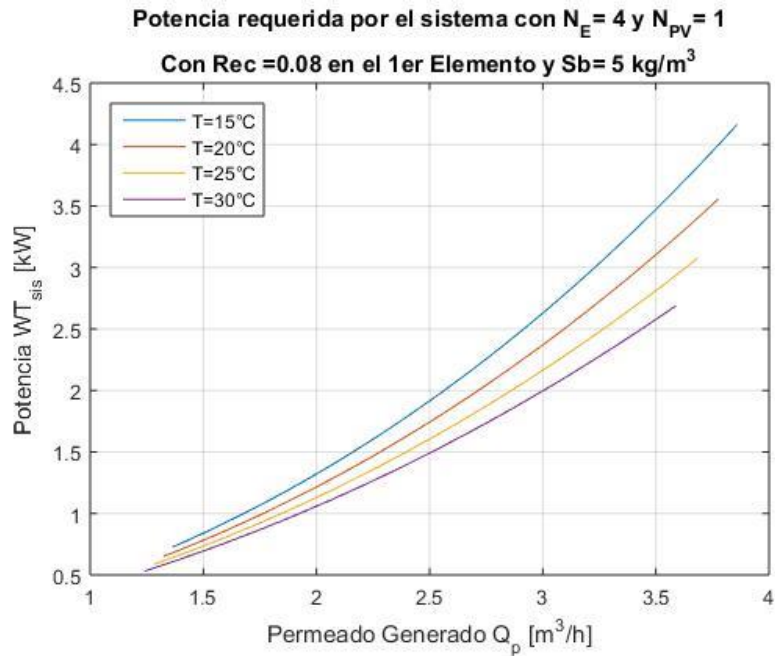


Gráfico 3.14 Potencia requerida en el sistema para varias temperaturas

De forma similar, se tiene un aumento en la potencia del sistema a menor temperatura, aunque el efecto es más visible en valores relativamente altos de producción de permeado.

3.5. Ciclos de operación del sistema

Para simplificar el régimen de operación de la planta hidráulica es preferible que las bombas trabajen establemente, lo que significa que se estará generando un valor específico de permeado en períodos discontinuos de tiempo.

Por medio de un algoritmo se determina en qué momentos se prende el sistema, el cual requiere un instrumento de medición de nivel en el tanque de permeado, y cuando este nivel baja de un mínimo en particular se empieza a producir agua potable hasta alcanzar un nivel máximo. Inicialmente se consideró realizar la evaluación de nivel cada hora del año, pero se observó que se mantiene un mejor control bajando el período de chequeo a un minuto, así que el instrumento de control deberá tener un tiempo de respuesta menor a este valor. El esquema del algoritmo se muestra a continuación:

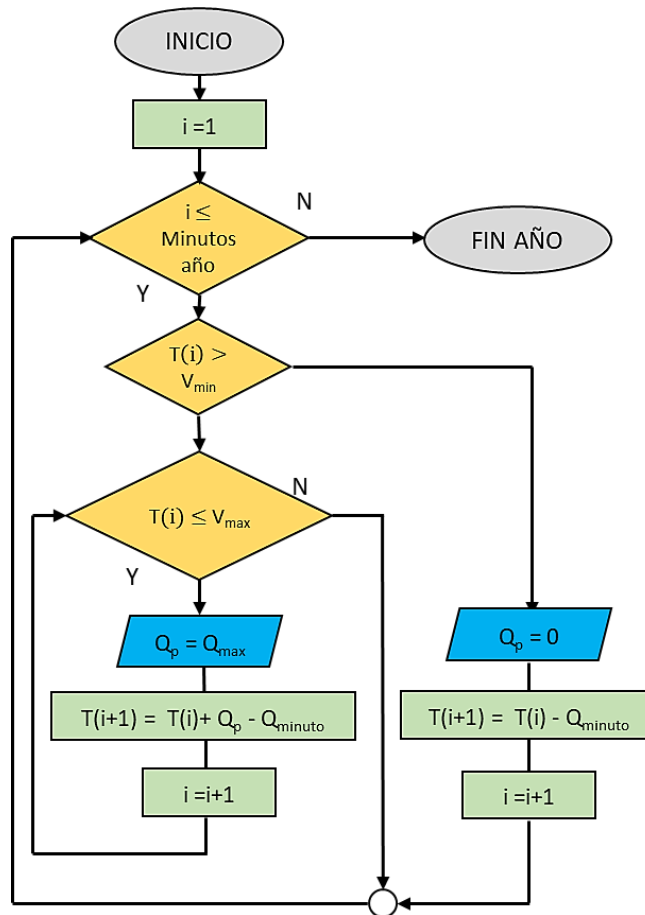


Figura 3.1 Algoritmo de control de la producción de permeado

El consumo de energía anual y los ciclos de encendido-apagado dependerán de flujo de permeado operativo, así como los volúmenes mínimos y máximos límites que controlan el encendido. Esto afectará directamente al dimensionamiento del sistema de potencia, ya que un mayor caudal representará una mayor demanda media de energía, mientras que los ciclos reducirán la vida útil de las baterías.

3.6. Configuración y condiciones de operación del sistema RO

Aunque se ha mencionado que el sistema con $N_E = 4$ y dos DP de presión en paralelo tiene un buen rendimiento dentro del rango de diseño, hay que verificar esta afirmación haciendo un análisis con costo normalizado y comparando con otras configuraciones similares, incluyendo un sistema con 2 etapas. A continuación, se muestra los cuatro sistemas potenciales que se considerarán:

Tabla 3.2 Potenciales configuraciones del sistema RO final

Sistema	N_E	N_{DP}	Etapas	$\sum N_E$	Rec1 Óptimo
S1	4	2	Una	8	11.0%
S2	5	2	Una	10	9.5%
S3	6	2	Una	12	8.7%
S4	4	3	Dos	12	8.0%
S5	5	3	Dos	15	7.0%

Primero, tenemos que determinar la recuperación inicial (Rec1) óptima en cada elemento, simulando el sistema para varios valores, como se muestra aquí:

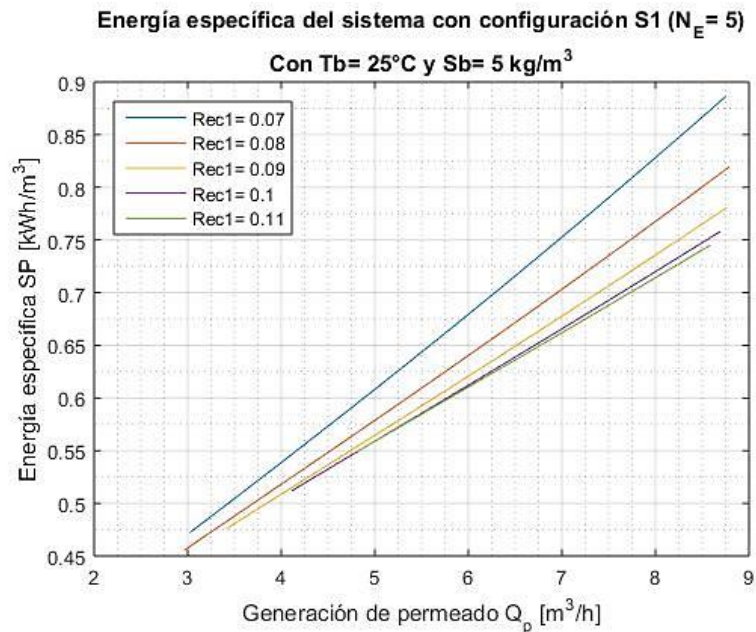


Gráfico 3.15 Energía específica del sistema S1 con varias recuperaciones iniciales

Una vez determinadas la mejor recuperación inicial del sistema, se procede a realizar el análisis de costo normalizado, considerando un tanque con volumen mínimo de 35 m^3 y volumen máximo de 60 m^3 . Los resultados de la simulación son:

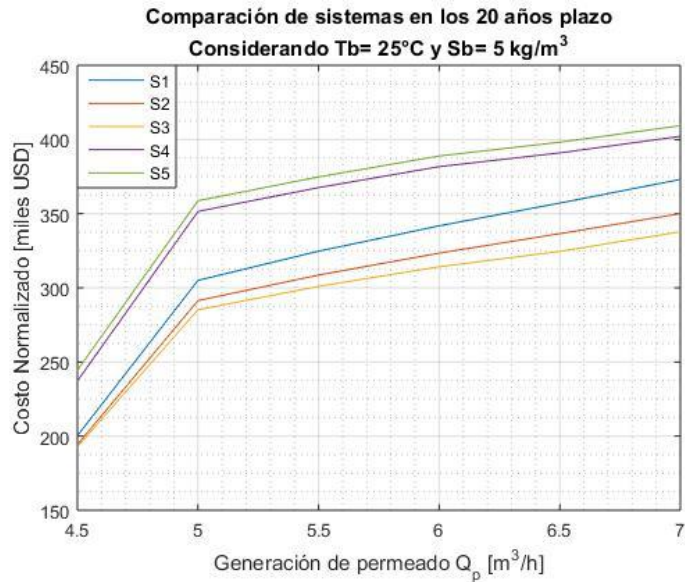


Gráfico 3.16 Comparación de sistemas según el costo normalizado

La gráfica nos muestra como incrementar el número de elementos mejora el rendimiento del sistema, y el ahorro en baterías y paneles PV compensa el mayor gasto en membranas. Por otro lado, añadir una etapa incrementa la potencia requerida por unidad de permeado, así que su rendimiento no es tan bueno en comparación con una sola etapa. Sin embargo, tiene la ventaja de que permite alcanzar una recuperación total del sistema mucho mayor que otras configuraciones:

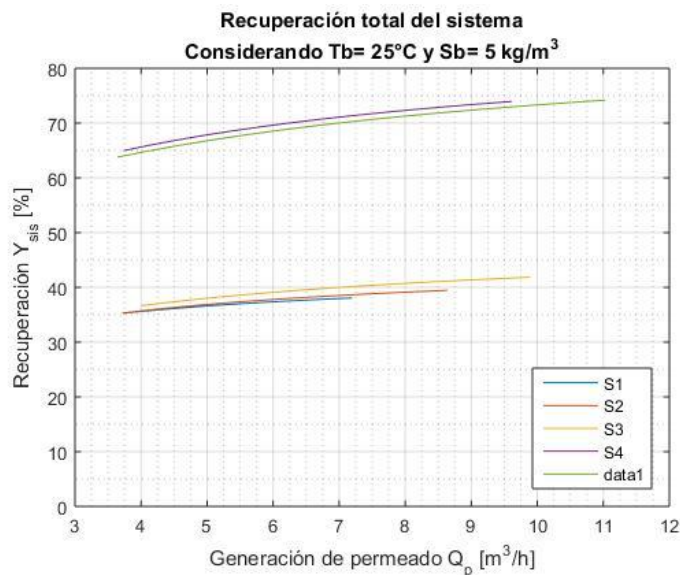


Gráfico 3.17 Recuperación total para los distintos sistemas

Entonces, el sistema de dos etapas sería más conveniente si existen dificultades para eliminar la salmuera, lo que no es el caso para nuestro sistema, ya que se planea mezclarla y descargarla en la fuente.

Por otro lado, también se observa que al disminuir el permeado el costo normalizado decrece rápidamente, así que es más apropiado operar en el rango más bajo, aunque sin que sea tan pequeño que el sistema tenga que operar un tiempo continuo demasiado largo. Considerando que mientras menor es el permeado generado, menor es la diferencia de rendimiento entre los sistemas S1, S2 y S3, seleccionamos la configuración S2 como disposición final de los elementos, ya que es más simple que la S3, pero sigue teniendo un mejor rendimiento que el sistema S1 en caudales más altos. A continuación, se muestra un esquema del sistema S2:

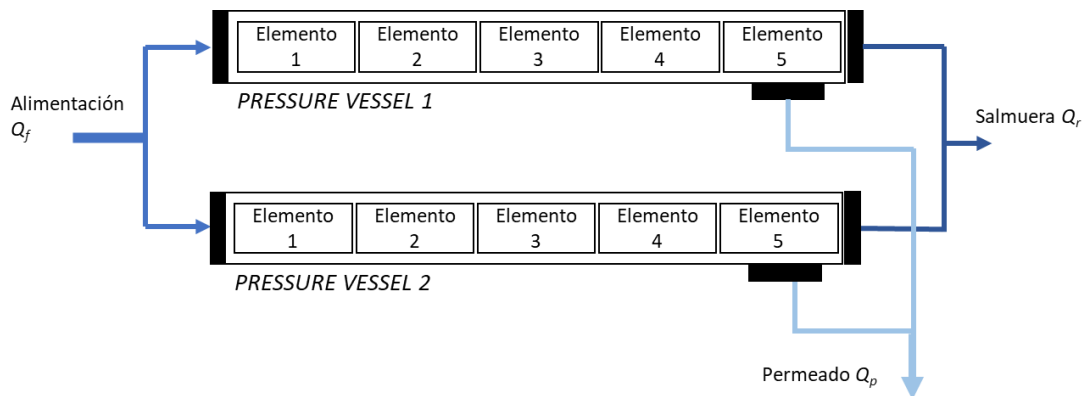


Figura 3.2 Esquema del sistema RO optimizado

Ahora que se tiene definida una configuración, se procede a realizar una última optimización, para dimensionar el tanque y el caudal operativo de permeado. Para ello, se simula el comportamiento del tanque para una malla de estos valores, calculando el costo normalizado por nodo. Además, se tiene que observar las horas por día que está activo, así como el total de ciclos anuales, y se utiliza los datos de demanda del 2040 para la simulación.

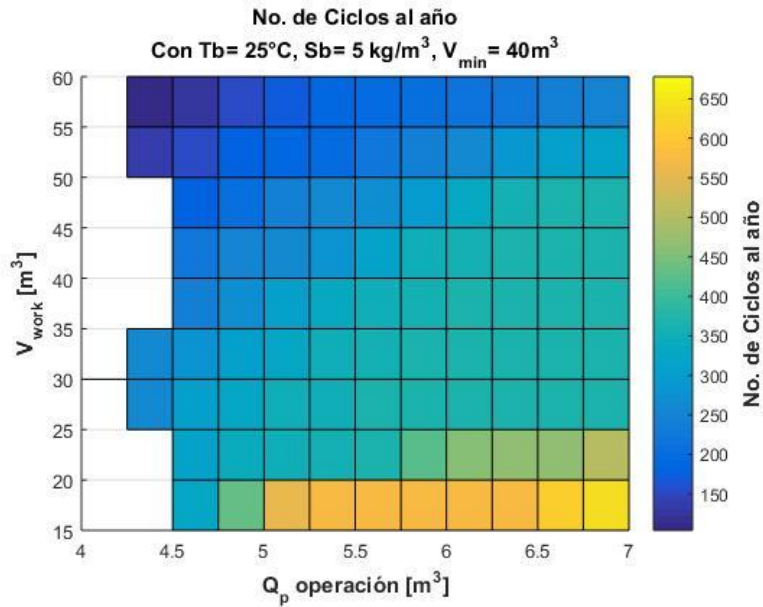


Gráfico 3.18 Ciclos anuales para el sistema S2

En la gráfica anterior se aprecia como un mayor volumen operativo V_{work} [m^3] significa un menor número de ciclos al año, mientras que estos aumentan con el incremento del caudal de generación. El costo normalizado del sistema sigue un comportamiento similar:

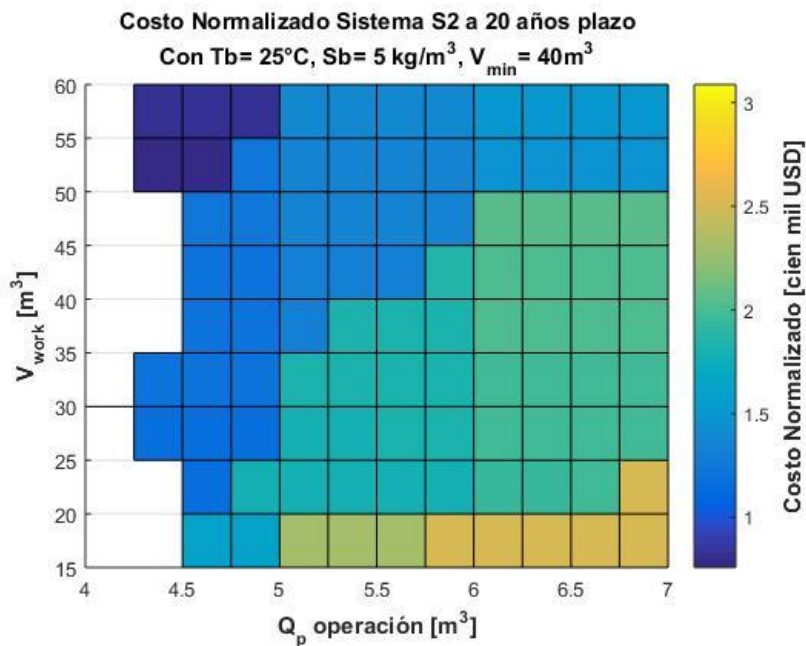


Gráfico 3.19 Costo normalizado del sistema S2

Solo con estas dos gráficas se puede determinar que nuestro sistema deberá operar dentro del cuadrante izquierdo superior. Entonces, se define como punto de operación un sistema con volumen de trabajo de 55 metros cúbicos con caudal de generación igual a 4.50 m³/h. Los componentes serían:

Tabla 3.3 Componentes eléctricos para el punto de operación

Componente	Capacidad	Voltaje	Eficiencia	No.	Otros
Panel PV	375 Wp	24 V	19%	21	Disponibles localmente. Monocristalinos.
Batería estacionaria	600 A · h	48 V	-	9	Para DOD del 50% su vida media es de 3200 ciclos. Importado.
Inversor	4 kW	48 V	90%	1	Disponible localmente.

Para los cálculos se consideró una profundidad de descarga (DOD) media del 50%. Respecto al sistema RO, sus condiciones de operación con la configuración S2 se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3.4 Condiciones de operación para la configuración seleccionada

Símbolo	Parámetro	Unidad	Magnitud
Q_p	Flujo de permeado	m ³ /h	4.50
P_f	Presión de alimentación	Bar	10.0
Q_f	Caudal de alimentación	m ³ /h	12.4
P_d	Pérdida de presión	Bar	0.7
SP	Energía específica	kWh/m ³	0.523
Y	Recuperación del sistema	%	36.3
W_T	Potencia del sistema	kW	2.36
S_p	Salinidad del permeado	mg/litro	114

Estos parámetros son válidos considerando que la temperatura es de 25°C y la salinidad del agua 5 kg/m³. En estas condiciones la salinidad del permeado satisface el requerimiento de calidad indicado en la sección 2.1.

3.7. Diseño del sistema hidráulico

Para la selección de las bombas es necesario considerar las características tanto del sistema hidráulico como del eléctrico. Por ello, se empieza esquematizando el sistema hidráulico, determinando los accesorios y diámetros del sistema, para así calcular el cabezal y caudal que debe aportar la bomba. Los detalles de los cálculos hidráulicos y la selección de componentes se pueden encontrar en el Apéndice E.

3.7.1. Etapa de pretratamiento

Aunque hasta el momento no se cuenta con las características fisicoquímicas, se conoce que la isla Floreana tiene una baja población, y que sus fuentes de agua no se encuentran afectadas por contaminación industrial ni aguas residuales. Por ello, se considera un sistema simple, donde el agua del acuífero es enviada a un tanque de recolección donde se aplica un tratamiento químico para evitar el desgaste de las membranas, y después pasa por un filtro de cartucho para eliminar partículas y sedimentos.

3.7.2. Selección de tuberías y accesorios

En el sistema principal se puede determinar el diámetro que deben tener las tuberías analizando las pérdidas por fricción que se generan. De acuerdo con el análisis hecho, donde se consideró tuberías de acero, habría que utilizar un diámetro nominal de 2 ½ pulgadas, según el procedimiento desarrollado en el Apéndice E. Además, el espesor mínimo requerido por estas se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$t_{min} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S_y} + A \quad (3.3)$$

Donde D [m] corresponde al diámetro de las tuberías, S_y [MPa] es la resistencia a la fluencia del material, mientras que A [mm] es un factor de seguridad que se utiliza para compensar el desgaste por corrosión de las tuberías, que se puede tomar como 0.0625 pulgadas. Considerando la

línea Fujinox Marino de Kubiec, para tuberías de acero inoxidable, se tiene que el material cuenta con una resistencia a la fluencia de 310 MPa, así que para una presión máxima de 11 bares se requerirá un espesor mínimo de 1.7 milímetros. Como la tubería seleccionada tiene un espesor de 2.0 mm, si es adecuada para nuestro sistema.

En el siguiente esquema de la línea de la bomba principal se puede observar las válvulas y accesorios asociados a nuestro sistema, y se los puede dividir en tres grandes grupos: accesorios de las bombas, accesorios del sistema de RO, y accesorios generales del transporte de fluido.

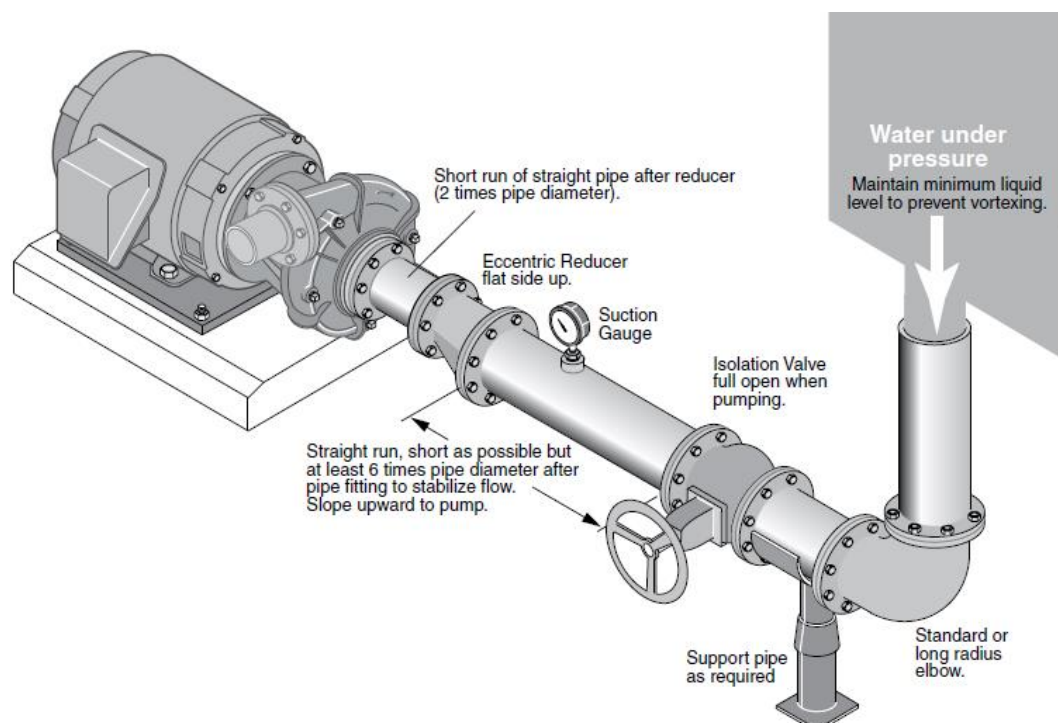


Figura 3.3 Esquema sección de succión de una bomba (Manual de Pentair)

En el caso de las bombas, se tiene una situación de succión negativa para las que operan dentro del sistema principal, así que se requerirá instalar en la sección de entrada una válvula de aislamiento, así como un manómetro y la respectiva reducción. También es importante utilizar soportes a lo largo de la longitud de la tubería para evitar esfuerzos mecánicos sobre la boca de la bomba. Como la entrada de la bomba se

encuentra con succión positiva, el NPSH disponible será mayor al requerido para las bombas de alta presión y de compensación, con lo que se evita su cavitación.

En el caso de la línea de descarga, será necesario utilizar una junta de expansión, así como una válvula de control de presión, un manómetro, y la reducción concéntrica requerida.

3.7.3. Selección de bombas

Considerando las características de flujo y presión que deben llegar a los depósitos de presión, se puede utilizar la herramienta de selección de bombas de la corporación EBARA para determinar modelos que operen con una alta eficiencia en estas condiciones. Previamente, se pudo determinar por medio de la velocidad específica que la bomba debe de ser de tipo centrífuga, así que la selección se concentrará en este grupo.

Además de las bombas de alta presión y de compensación, se debe seleccionar al menos otra bomba de alta capacidad, la cual se utiliza para bombear agua del acuífero hacia el filtro y después al tanque de pretratamiento químico. En la siguiente tabla se resume las características de las bombas seleccionadas:

Tabla 3.5 Lista de bombas seleccionadas

Modelo	Aplicación	Caudal [m ³ /h]	Presión [bar]	Potencia [kW]	NPSH [m]
3U4 32-200-1HP	Alta presión	4.5	10.6	2.13	2.1
EVMSU 3 -14	Compensación	7.9	1.30	0.61	0.6
3U4 50-125-1HP	Mezclado	22.0	0.64	0.62	0.8
EVMSUF 15 -4	Pretratamiento	12.4	1.51	0.72	1.26
EVMSUF 10 -2	Permeado	4.5	0.72	0.14	0.42

Se observa que la potencia se incrementó a 4.22 kW, debido a que se consideró otras dos bombas en el sistema, y porque las eficiencias de

operación obtenidas son menores que la asumida del 70%. La presión que llega a las membranas sería de 10.5 bar tras considerar las pérdidas de presión, así que la generación de permeado cambiaría a 4.9 m³/h. Entonces se puede corregir las condiciones de operación:

Tabla 3.6 Condiciones de operación del sistema corregidas

Símbolo	Parámetro	Unidad	Magnitud
Q_p	Flujo de permeado	m ³ /h	4.9
P_f	Presión de alimentación	Bar	10.6
Q_f	Flujo de alimentación	m ³ /h	12.4
P_d	Pérdidas de presión	Bar	0.7
W_T	Potencia del sistema	kW	4.22

Durante el arranque se requerirá dos bombas de alta presión que operen en paralelo, hasta que el sistema se estabilice y la bomba de compensación pueda operar en punto nominal.

Con las bombas seleccionadas, ahora se tiene una potencia de operación más real, la cual se utilizará para dimensionar y simular el sistema de almacenamiento de energía.

3.7.4. Tanque de permeado

El tanque de almacenamiento de permeado requiere de un volumen de 95 metros cúbicos de almacenamiento, de los cuales 55 m³ serán utilizados como volumen operativo. Mientras que es posible comprar tanques de fibra de vidrio de hasta 100 metros cúbicos, el transporte de estos hacia la isla y después hacia el acuífero podría ser muy complicado. En ese caso, también se analiza la posibilidad de construir un tanque de acero en la zona, transportando sus componentes y ensamblándolo en el lugar.

3.8. Simulación del tanque

En la sección 3.6 se consideró un volumen mínimo del tanque de 40 metros cúbicos; sin embargo, se escogió este valor para compensar su funcionamiento en caudales y volúmenes de operación bajos. Ahora, se tiene un caudal de permeado mayor al estimado inicialmente, así que se podrá utilizar un menor volumen mínimo, con lo que disminuirá el tamaño del tanque. Además, ahora que se trabaja con un nuevo caudal de permeado, se vuelve necesario encontrar un nuevo volumen operativo óptimo, así que refiriéndonos al Gráfico 3.19 determinamos que $V_{work} = 60 \text{ m}^3$.

La simulación del tanque se realiza al igual que en los apartados anteriores, utilizando el algoritmo de control explicado en la sección 3.5.

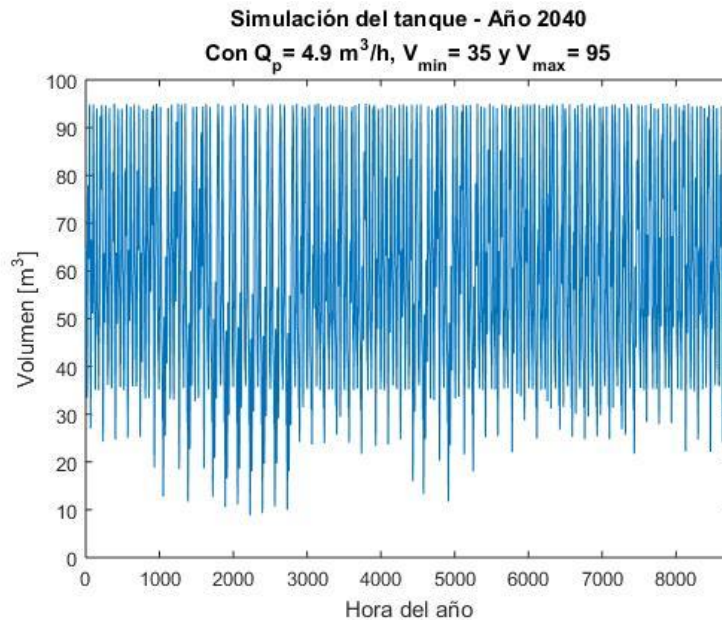


Gráfico 3.20 Simulación del nivel del tanque en el año 2040

Las simulaciones mostraron que, efectivamente, se puede reducir el volumen mínimo del sistema hasta 35 metros cúbicos, y aún mantener una reserva de al menos 8 metros cúbicos en cualquier momento del año. Simulando con los datos estimados para el 2020, se encuentra que el tanque tiene durante todo el año una reserva de al menos 30 metros cúbicos, así que en ese extremo tampoco hay problemas.

Por lo tanto, el tanque deberá tener una capacidad de almacenamiento de al menos 95 metros cúbicos. Incrementado el volumen de reserva se puede mejorar la autonomía del sistema en el caso de una falla crítica del sistema de generación.

3.9. Simulación y optimización del banco de baterías

Primero, es necesario recalculer el número de paneles fotovoltaicos necesarios para la potencia corregida. Para ello, volvemos a utilizar la ecuación 3.4, una expresión que fue adaptada del libro de Barriga et al. (2014) y que se muestra a continuación:

$$N_{PV} = techo \left(1.25 \cdot \frac{1.1 \cdot E_{dia}}{G_{T,\beta} \cdot R_p \cdot A_p \cdot \eta_{inv}} \right) \quad (3.4)$$

Donde E_{dia} [kWh/día] corresponde a la energía media utilizada en un día del año, mientras que R_p [%] es el rendimiento del panel, A_p [%] su área, mientras que $G_{T,\beta}$ [kWh/m² día] corresponde a la irradiación media diaria que recibe el panel en una determinada inclinación, y que para este cálculo se considera igual a 6.52 kWh/m².

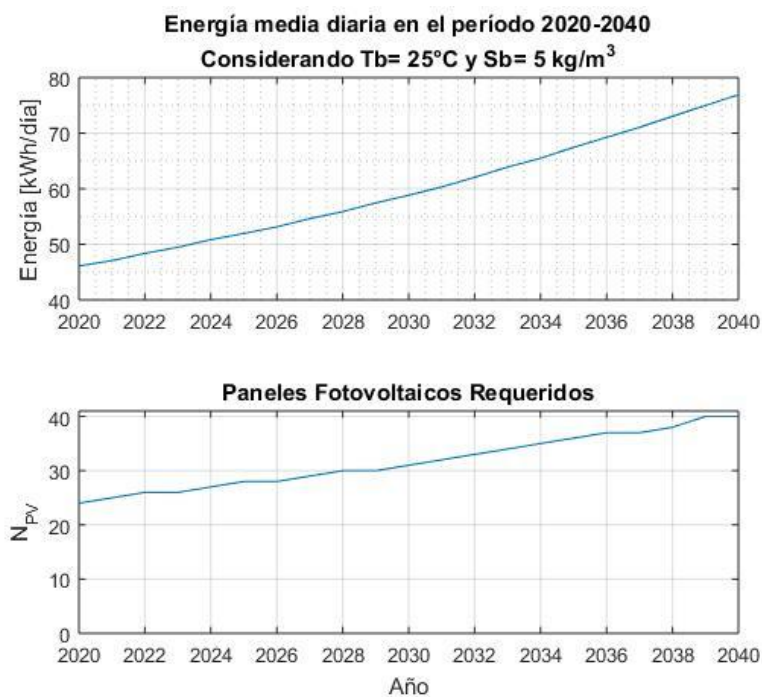


Gráfico 3.21 Energía media diaria requerida y los paneles PV necesarios.

Diseñando para el año 2040, se utilizará 40 paneles PV en el sistema, considerando las características eléctricas del modelo EGE-365M-72, comercializado por Proviento, de la marca ECO GREEN ENERGY. Este es un panel monocristalino de 365 W, con área A_p de 1.94 m² y rendimiento del 19%.

El banco de baterías representa uno de los mayores costos dentro del sistema, por lo cual es importante tratar de minimizarlo lo más posible. Por ello, ahora que se tiene bien dimensionado el sistema hidráulico, se conoce mejor el perfil de demanda eléctrica del sistema, y por lo tanto se pueden seleccionar mejor las baterías. Para estimar su capacidad se utiliza la siguiente expresión adaptada de la metodología explicada en el libro de Messenger (2018):

$$C_{sis} = 1.1 \cdot \frac{E_{dia} \cdot D_{aut}}{V_{bat} \cdot DOD \cdot \eta_{inv}} \quad (3.5)$$

Donde D_{aut} representa el tiempo de autonomía del sistema, que generalmente se establece en 3 días, mientras que V_{bat} [V] es el voltaje de la batería, y DOD [%] es la profundidad de descarga. Entonces, utilizando la capacidad del sistema se puede estimar el número de baterías considerando la siguiente ecuación:

$$N_{bat} = techo\left(\frac{C_{sis}}{C_{bat}}\right) \quad (3.6)$$

Considerando una profundidad de descarga del 50%, se calculó un requerimiento de 17 baterías de 600 Ah, cada una de 48 voltios.

Para comprobar la selección de baterías y paneles, se realiza una simulación de las baterías, calculando para cada hora del año su estado de carga, así como la rapidez de descarga. Para ello, se requiere calcular la irradiación $G_{T,\beta}$ por cada hora del año, para lo cual se puede continuar utilizando la ecuación 2.1, aunque es necesario modificar el factor de corrección. En el Apéndice F se explica más detalladamente como es el proceso de simulación.

Tras correr la simulación se encontró que la profundidad media de descarga es de 11.3%, mucho menor que el estimado; esto significa que se está

sobredimensionando el sistema. Además, es excesivo tener un sistema con 17 baterías en paralelo, así que es necesario buscar una alternativa con mayor capacidad, e idealmente solo sería necesario utilizar dos grupos en paralelo.

Por lo tanto, se realizó un proceso de optimización de las baterías, utilizando los modelos desarrollados. La explicación detallada del proceso se encuentra también en el Apéndice F, así que a continuación se indicarán los principales resultados.

Primero, se determinó que se puede reducir la capacidad del sistema hasta un valor de 5,800 Ah, utilizando dos baterías en paralelo, cada una de 48 voltios. Estas baterías corresponden al modelo 16 OPzS solar power 2900, de la marca Hoppecke. A continuación, se resumen sus características:

Tabla 3.7 Características batería 16 OPzS 2900

Símbolo	Parámetro	Unidades	Magnitud
V_{bat}	Voltaje de batería	V	48
C_{100}	Capacidad nominal	Ah	2,900
I_{des}	Corriente de descarga	A	45.1
C_{BAT}	Capacidad real	Ah	2,750
DOD	Profundidad descarga P_{90}	%	32
N_{Ciclos}	Ciclos de operación anuales	-	280

Utilizando estas condiciones de trabajo, se procedió a simular las baterías en el año 2040, para observar su comportamiento. A partir de la simulación se encuentra que el percentil 90 de la profundidad de descarga es igual a 32.5%, así que las baterías deberían rendir durante aproximadamente 5500 ciclos. Como se determinó 280 ciclos de carga-descarga al año, esto significa que podrán durar casi 20 años, así que no será necesario reemplazarlas durante el período de estudio.

En el siguiente gráfico se muestra los resultados de la simulación hecha para el año 2040.

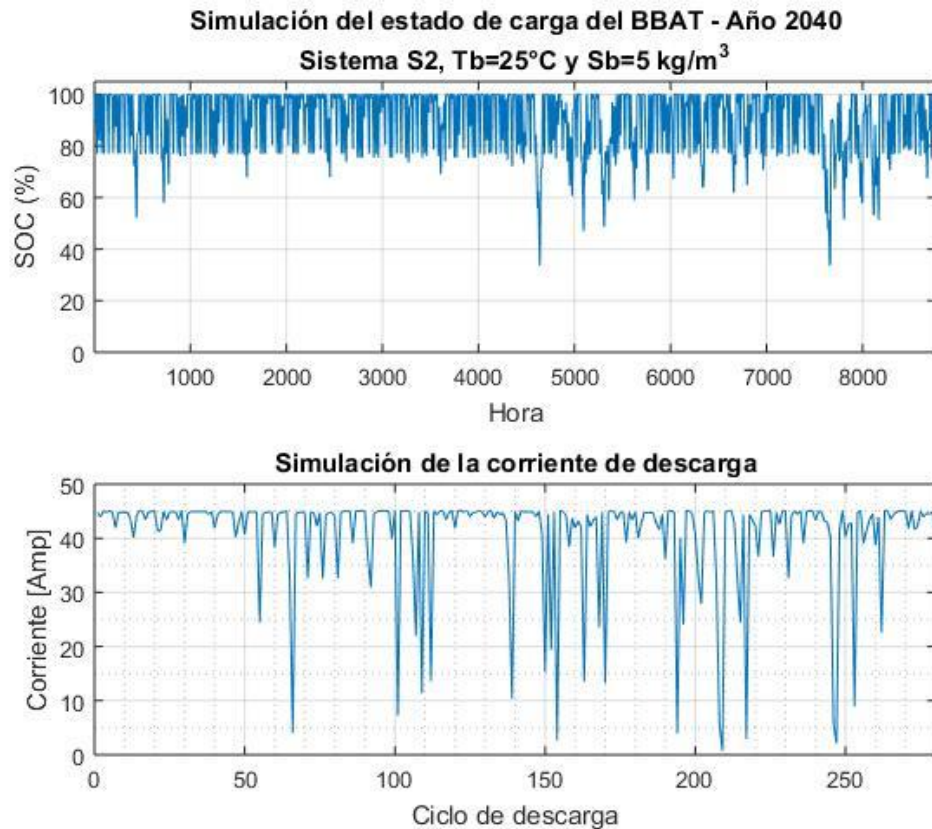


Gráfico 3.22 Simulación del sistema BBAT optimizado.

Por otro lado, también se estudió el efecto que tendría la aplicación de aerogeneradores al sistema, considerando distintas velocidades medias de viento para una turbina con diámetro de 2.7 metros. Primero, se observa que existe una mejora considerable en la profundidad de descarga.

Para velocidades medias de 6 m/s en adelante, se aprecia una disminución considerable en el DOD de operación, lo que nos permitiría reducir aún más el sistema. Considerando que las baterías son uno de los elementos más caros del sistema, el costo del aerogenerador podría compensarse por medio de esta reducción.

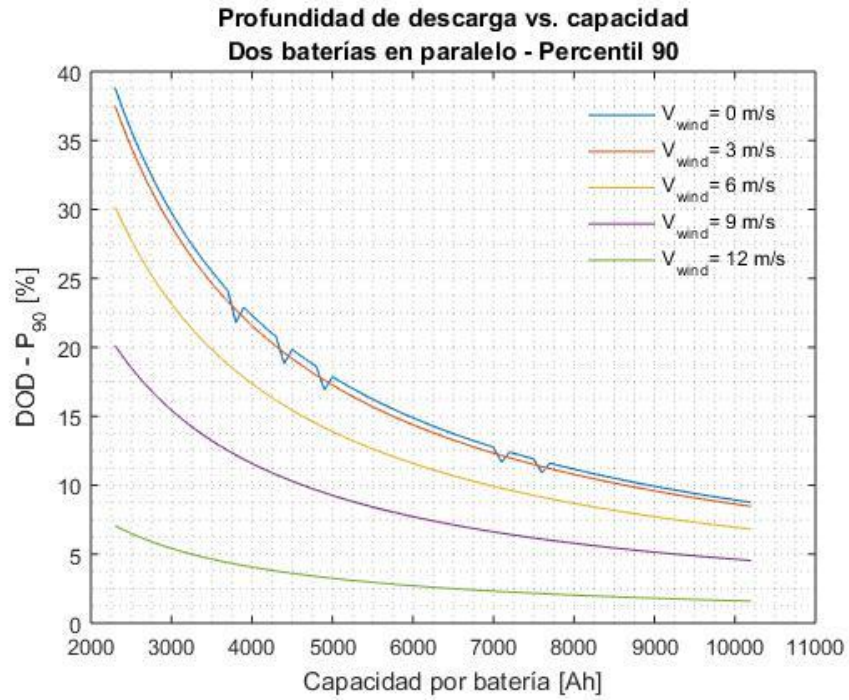


Gráfico 3.23 Efecto de aerogeneradores en el DOD

Este efecto también se observa sobre la corriente de descarga, como se muestra a continuación:

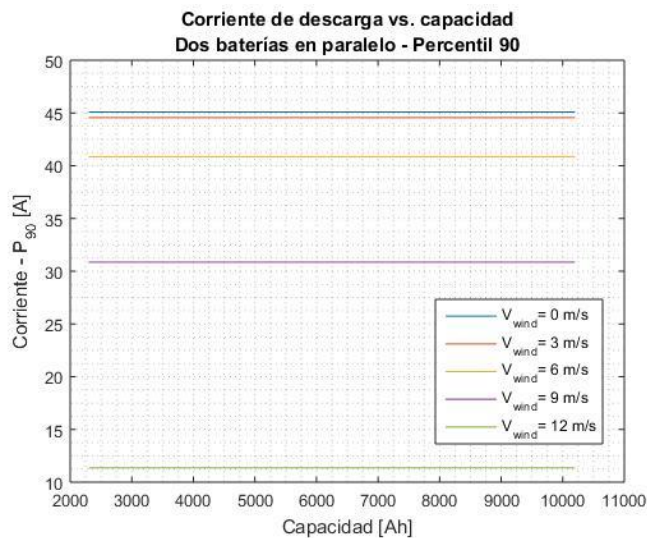


Gráfico 3.24 Efecto de aerogeneradores sobre la corriente de descarga

Esta reducción es útil porque significa que no se pierde capacidad por la velocidad de descarga, se tiene un menor impacto sobre la selección del

inversor. Incluso, se observa que el estado de carga mejora radicalmente, y a partir de los 12 m/s podría ser viable energizar el sistema completamente con turbinas, utilizando solo una pequeña reserva de baterías. Esto se aprecia en la siguiente gráfica, donde se muestra el mínimo valor del SOC calculado para el sistema:

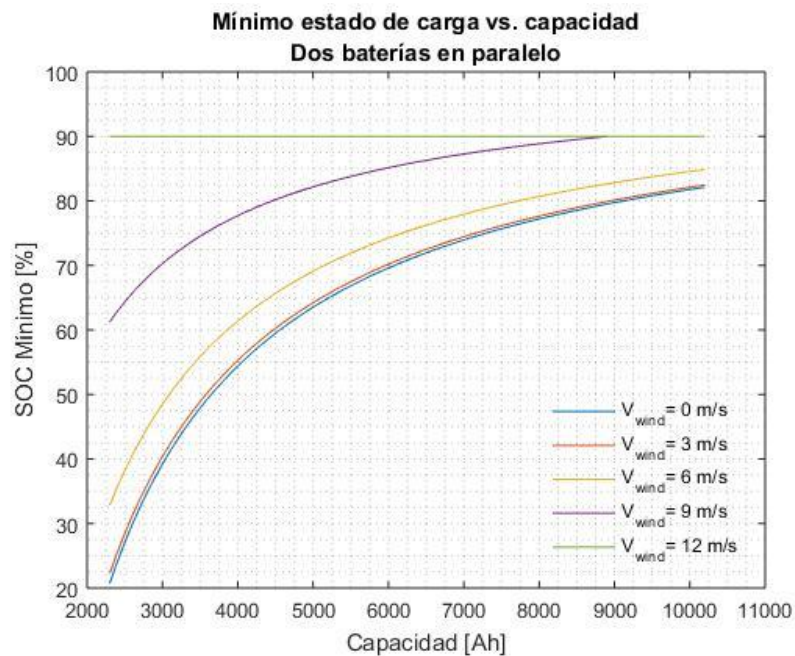


Gráfico 3.25 Efecto del aerogenerador sobre el estado de carga.

Se observa que a partir de 12 m/s el SOC mínimo es de 90%, que corresponde al estado inicial de carga. A partir de entonces la potencia del aerogenerador evita una caída apreciable de la carga de las baterías.

3.10. Características del sistema de potencia

Aunque utilizar un sistema híbrido con aerogeneradores representa una gran ventaja al momento de dimensionar el banco de baterías y el sistema fotovoltaico, en la práctica dependerá mucho de la velocidad media del viento disponible en la ubicación. Como se indicó anteriormente, los datos meteorológicos ofrecen resultados modelados de la velocidad del viento, pero estos no representan necesariamente la magnitud real de esta

propiedad en la zona. Por ello, no se puede definir el número real de aerogeneradores hasta realizar un estudio de la velocidad del viento en la zona, así que no se consideran turbinas eólicas en el sistema de potencia por el momento.

La disposición de los paneles dependerá del controlador de carga seleccionado, y este último se selecciona en función del voltaje de las baterías y de la potencia del panel seleccionado. Finalmente, como se indica en el Apéndice B, se escogió un inversor-regulador modelo Axpert MAX 7200 W de la marca Voltronic, el cual combina en un solo equipo las funciones de un inversor y regulador de baterías MPPT. Considerando que tiene una potencia nominal de 8000 W, cada regulador podrá soportar hasta 21 paneles de 365 W, con un máximo de 6 hilos en paralelo para no superar el amperaje límite, donde un hilo podría tener entre 4 y 11 módulos en serie para cumplir con las especificaciones de voltaje.

Considerando que se requiere 40 paneles PV, se utilizaría dos reguladores, cada uno con 20 paneles. Cada grupo consistiría en 4 hilos en paralelo, cada uno con 5 paneles en serie. Seguidamente se muestra un esquema de un grupo PV y los dos controladores:

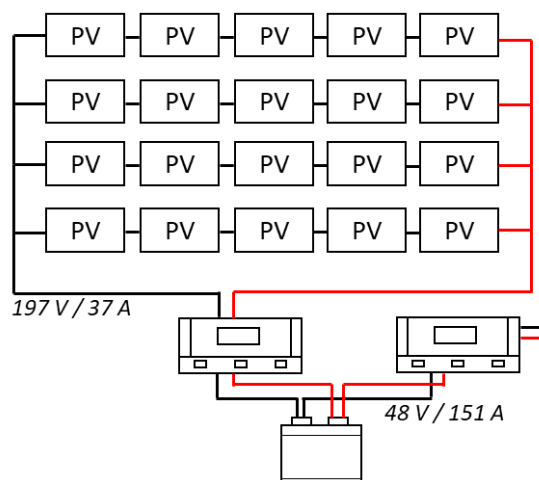


Figura 3.4 Esquema de la conexión de PV, controlador y baterías.

Los inversores tendrían una conexión en paralelo con las bombas, y la corriente de salida tendrá 60 Hz, un voltaje AC de 230 V, y será monofásica.

Los cables de carga/descarga de las baterías serán los más resistentes del sistema, ya que requerirán de un calibre 3/0 AWG. En el Apéndice B se puede observar con más detalle los cálculos eléctricos.

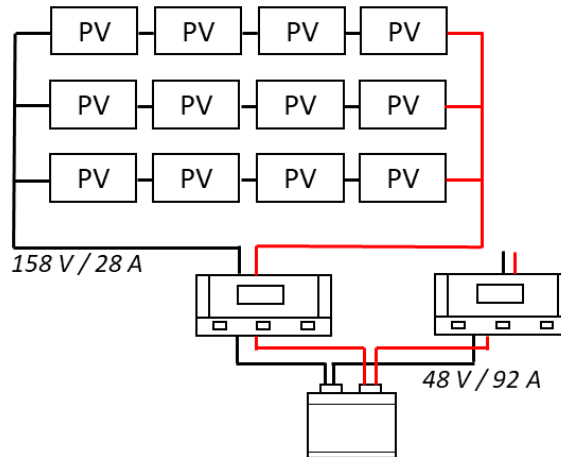


Figura 3.5 Esquema del sistema PV mejorado

Más adelante en el análisis financiero se determina que es más rentable utilizar un sistema con 48 paneles fotovoltaicos, para reducir necesaria de las baterías y comercializar el excedente de energía, por lo que hubo que modificar el esquema. Ahora, se utiliza los controladores-reguladores de la marca Voltronic, en particular el modelo VMIII 5000 W, a los cuales se puede conectar máximo 13 módulos. Entonces, el nuevo sistema utilizaría 3 hilos de módulos fotovoltaicos en paralelo, cada uno con 4 paneles en serie, como se observa en la Figura 3.5.

3.11. Análisis financiero

El análisis financiero involucra el desglose de los elementos que componen la planta de desalinización, considerando costos de adquisición, así como una estimación de los valores asociados a su importación y transporte a la isla Floreana. El estudio se hace a 20 años plazo, así que hay que considerar la vida útil de los elementos para determinar en qué períodos será necesario incurrir en gastos de reemplazo. El análisis financiero también involucra la

descripción de posibles fuentes de financiamiento, y la determinación de la rentabilidad según el costo por unidad de agua potable generada.

3.11.1. Componentes del sistema hidráulico

Al realizar los cálculos hidráulicos se identificó algunos componentes importantes del sistema, los cuales se utilizarán para estimar el costo del proyecto. Sin embargo, no es una lista exhaustiva, ya que no se consideran todos los componentes menores del sistema.

Tabla 3.8 Desglose de los principales componentes del sistema hidráulico

Parte	Marca	Modelo	Características	No.
Bomba HP	EBARA	EVMSU3-14	1 fase, 60 Hz, 115/230 V	2
Bomba BO	EBARA	3U4 32-200-1HP	1 fase, 60 Hz, 230 V	1
Bomba MZ	EBARA	3U4 50-125-1HP	1 fase, 60 Hz, 230 V	1
Bomba PR	EBARA	EVMSUF 15-4	1 fase, 60 Hz, 115/230 V	1
Bomba PE	EBARA	EVMSUF 10-2	1 fase, 60 Hz, 115/230 V	1
Tubería	KUBIEC	Fujinox Marino	Diámetro 2 ½ in	-
Codos	KUBIEC	Accesorios	Diámetro 2 ½ in	9
Tees	KUBIEC	Accesorios	Diámetro 2 ½ in	2
Válvula	BRAY	Flow-Tek S19	Control de presión: Bola	4
Válvula	BRAY	RF30	Aislamiento: Bola	6
Válvula	BRAY	Double Door	Válvula antirretorno	3
Manómetros	-	-	Medición de presión	14
Membrana RO	DuPont	BW 30-400	8 in	10
Depósito	Protec	PRO-8-300-EP	8 in – 300 psi	2
Intercambiador	ER	PX - 45	Intercambiador de presión	1
Tanque	-	-	Láminas de acero	-

Los componentes tienen una vida útil finita, la cual se puede extender por medio del mantenimiento y uso adecuado de los elementos. En la siguiente tabla se indican la vida útil estimada para los distintos componentes, así como una aproximación de su precio unitario.

Tabla 3.9 Vida útil componentes del sistema hidráulico

Componente	Vida útil [años]	Costo Unitario [USD/u]
Bomba HP	10	1800.00
Bomba BO	10	1200.00
Bomba MZ	10	800.00
Bomba PR	10	800.00
Bomba PE	10	800.00
Membrana RO	5 - 7	600.00
Intercambiador PX	30	6000.00
Depósito Presión	20	1600.00
Tanque de agua	20	10,000.00

No obstante, no se cambiará los componentes exactamente al final de su vida útil, sino que se puede hacer un año antes o después con el fin de evitar tener egresos muy altos en un mismo año.

3.11.2. Componentes del sistema eléctrico

De forma similar, se desglosa los principales componentes del sistema de potencia eléctrico:

Tabla 3.10 Principales componentes del sistema eléctrico preseleccionados

Parte	Marca	Modelo	Características	No.
Panel PV	ECO GREEN ENERGY	EGE-365M-72	Monocristalino de 365 W 24 V y eficiencia del 19%	48
Batería	Hoppecke	20 OPzV 2900	48 V y 2,900 Ah	2
Inversor	Voltronic	Axpert MAX	7200 W 48 V MPPT	2

A diferencia de los equipos mecánicos e hidráulicos, los eléctricos tienen una vida útil más larga, y es necesario reemplazarlos con poca frecuencia. La única excepción suele ser la batería, pero se confirmó que

para el número de ciclos de operación anuales los modelos deberían resistir hasta el final del período evaluado.

Tabla 3.11 Vida útil componentes eléctricos

Componente	Vida útil [años]	Costo Unitario [USD/u]
Panel PV	20	246.40
Batería	20	32,000.00
Inversor	15	1,452.00

3.11.3. Costos operativos

Los costos operativos del sistema son aquellos asociados al mantenimiento y operación de los equipos. Por ejemplo, los químicos de pre y postratamiento representan un costo importante, ya que deben ser importados a la isla con una alta frecuencia. Sin embargo, se desconoce las características exactas del agua de alimentación, así que no se puede seleccionar con exactitud los procesos de tratamiento. No obstante, con el fin de desarrollar el análisis financiero se estima un gasto anual de 2,500.00 USD.

3.11.4. Fuentes de capital

Viendo el proyecto desde el punto de vista de un emprendimiento, es necesario analizar las fuentes de financiamiento disponibles para conseguir el capital inicial de inversión, con el que se adquieren los equipos y se pone en marcha el sistema. Una opción es conseguir crédito de una institución financiera local, en la cual se realiza un préstamo que se tiene que pagar tras un período de gracia.

Por ejemplo, buscando créditos asociados a las islas Galápagos se encontró las siguientes líneas de financiamiento en bancos y corporaciones de crédito:

Tabla 3.12 Líneas de crédito

Institución	Monto máximo [USD]	Interés [%]	Gracia [Año]	Plazo [Año]
BanEcuador	150,000.00	9.76	3	10
CFN	500,000.00	11	2	8

Otra forma de conseguir financiamiento es postulando en un fondo de emprendimiento, donde el proyecto tiene la oportunidad de competir por acceso a un fondo semilla. Utilizar este fondo es mucho más rentable que utilizar un crédito, y se tiene una mayor participación del inversor, que se vuelve parte directa del proyecto. Localmente, se encontró por ejemplo uno conocido como Fondo Emprende: Ecuador Productivo, el cual en su programa Capital Crece permite acceder hasta 250,000.00 USD para la ejecución y puesta en marcha de un proyecto. No obstante, requiere que el emprendedor haga una contraparte del 20%, así que aún puede ser necesario buscar capital externo.

Aunque el proceso de postulación es más complicado, también se tiene la opción de aplicar a organizaciones o fondos internacionales, quienes evalúan y aprueban el proyecto. Por ejemplo, en Ecuador se puede contactar con el PNUD, que maneja el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) y el Fondo Verde para el Clima (GCF), en los cuales se encuentra enmarcado el proyecto. Otra alternativa sería contactarse con la Alianza en Energía y Medioambiente (AEA), un programa financiado por el gobierno finlandés, el cual desarrolla proyectos de energía y sostenibilidad en la región andina.

3.11.5. Rentabilidad del sistema

Existen varias estrategias que hacen más viable el sistema, las cuales se discuten en esta sección. Sin embargo, empezamos analizando el sistema sin modificaciones.

Primero, hubo que buscar proveedores locales de los elementos con el fin de evitar tasas de importación. En el caso de las bombas y válvulas,

se encontró como distribuidores locales de la marca a Maquinarias Henriques y La Llave, mientras que los paneles fotovoltaicos son comercializados por Proviento. Para los equipos que se debe importar se consideró una tasa del 20% del costo total del elemento. En total, se estima que es necesario invertir alrededor de 131,400.00 USD para adquirir todos los materiales que componen el sistema.

Suponiendo que la mano de obra y el transporte tasas del 20% y 15% del valor total de materiales calculado, así como un 10% en imprevistos, se llega a requerir alrededor 190,500.00 USD en capital inicial de inversión. Considerando que se accede a la línea de crédito de BanEcuador, sería necesaria cobrar mínimo 2.01 USD/m³. Para obtener este valor se desarrolla un flujo de caja simplificado y se evalúa el valor para el cual la tasa interna de retorno modificada (MIRR) es igual al 15%. El proceso se explica a mayor profundidad en el Apéndice G.

Este valor es relativamente alto si se lo compara con los costos en el Ecuador continental, ya que sería aproximadamente 6 veces más alto que la tarifa para el rango de 0 a 15 m³ en Guayaquil. No obstante, solo es dos veces más alto que la tarifa de Bellavista, y casi dos veces menor que el costo doméstico (5.24 USD/m³) en Puerto Ayora, también ubicado en la isla de Santa Cruz. Además, hay que considerar que el agua municipal que se comercializa en esas islas no es apta para consumo humano, y las personas prefieren comprar agua embotellada a compañías desalinizadoras asentadas en la isla, las cuales venden el agua a 2 USD por el botellón de 20 litros, lo que equivale a 100 USD/m³ (María Fernanda Reyes, 2017).

En cualquier caso, existen varias opciones para mejorar el precio del agua al que accederán los habitantes, las cuales no son necesariamente mutuamente exclusivas. Podemos listar las siguientes alternativas:

- a) Reducir el tamaño de las baterías, pero incluyendo más paneles fotovoltaicos para compensar la caída del estado de carga.

- b) Vender el excedente de energía eléctrica que genera el sistema fotovoltaico.
- c) Reducir el tiempo de autonomía requerido para el año 2040; es decir, es permisible tener menos de tres días de autonomía al alcanzar ese año.
- d) Utilizar aerogeneradores en el sistema
- e) Reemplazar financiamiento por crédito con capital semilla o fondos de inversión en proyectos de sostenibilidad.

Primero, lo puntos a) y b) se complementan, ya que al incrementar el número de paneles y reducir la capacidad de las baterías se tendrá un mayor exceso de energía que puede ser comercializado. Se encontró que incrementando el sistema a 48 paneles PV, y utilizando cuatro controladores Axpert VM III 5000 W, se puede reducir el sistema para usar la batería modelo 14 OPzV con capacidad nominal de 2,000 Ah, la cual tiene un costo unitario de 23,880.00 USD. Bajo estas condiciones se reduce el costo de capital a 165,900.00 USD, que representa casi 25 mil dólares de ahorro. En la siguiente gráfica se muestra en el exceso de energía que podría ser comercializado por cada año:

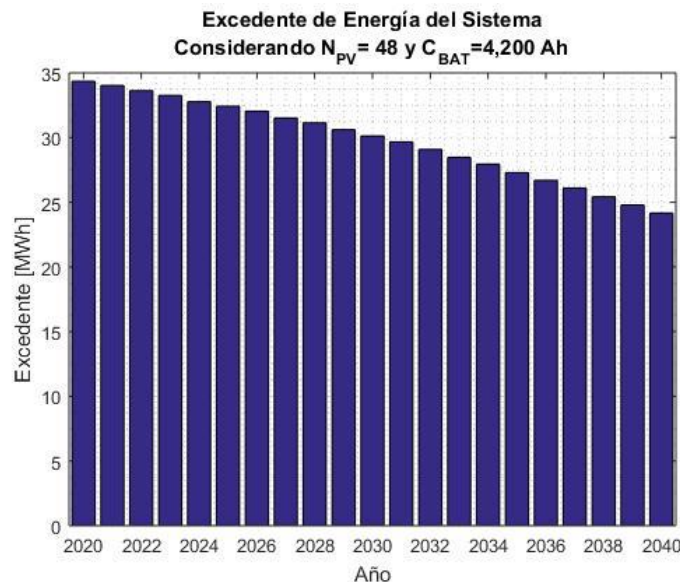


Gráfico 3.26 Excedente de energía en el sistema.

Comercializando la energía a 0.05 USD/kWh, se podría disminuir el precio del agua potable hasta 1.68 USD/m³, lo que representa un ahorro del 16% respecto a la tarifa anterior, y se aprovecha mejor el sistema de potencia renovable.

Si fuese posible conseguir un capital semilla o fondo de inversión donde no sea necesario pagar una tasa de interés alta, el proyecto es aún más rentable y asequible a la comunidad. Por ejemplo, considerando una tasa del 2.5% sobre el capital inicial, se podría disminuir hasta 1.04 USD/m³ el costo del agua potable, que sería incluso más barato que en Bellavista. Aunque incrementar el plazo de pago también ayuda, lo más conveniente es tener un interés reducido.

3.12. Descripción del impacto ambiental

3.12.1. Ahorro potencial en emisiones de CO₂ y consumo de diésel

Al diseñar un sistema de potencia autónomo se tiene un ahorro potencial en emisiones de CO₂ que se evitaron al utilizar energías renovables, lo que también implica que no será necesario importar combustible.

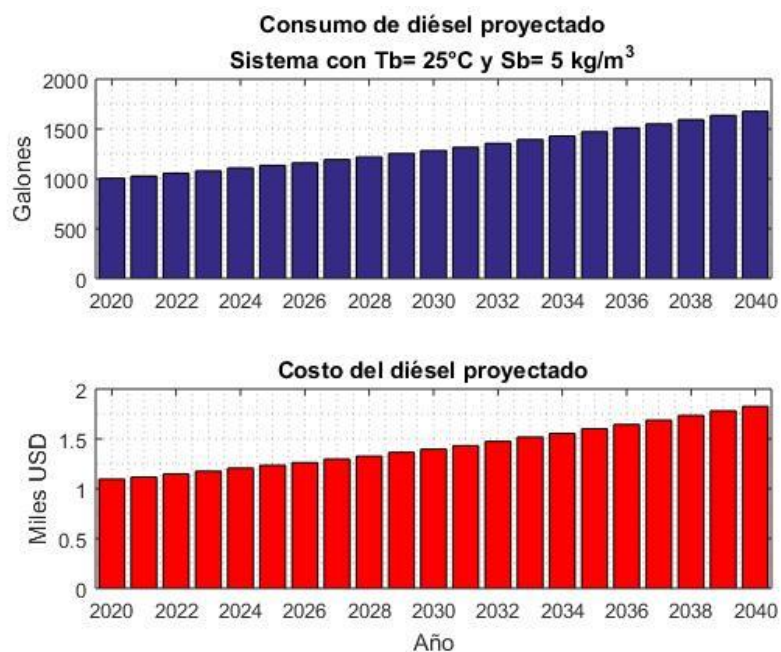


Gráfico 3.27 Proyección del consumo de diésel (Alternativa A)

El diésel tiene una densidad de energía de 38.6 MJ/litro, y se utilizaría para hacer funcionar un generador eléctrico, el cual suponemos tiene una eficiencia del 40%. Considerando este valor se tiene que en la práctica la densidad de energía es de 15.2 kWh/gal; además, conociendo que el costo actual del diésel en el país es de 1.088 USD/gal (valor referencial, ya que en el año 2020 se tiene una alta variabilidad en el precio del combustible), se puede estimar tanto los galones de diésel que hubieran tenido que ser importados anualmente, así como su costo asociado.

En total, en los 20 años de evaluación del proyecto se habría requerido importar a la isla cerca de 27,400 galones de diésel, con el riesgo ambiental que esto implica. Aproximadamente, cada año hubiera sido necesaria la importación de 1,300 galones para operar el sistema de ósmosis inversa. No obstante, el sistema genera un excedente de energía que reemplaza la producción en la isla, así desde el punto de vista de generación energética el sistema fotovoltaico produce un equivalente de 3,200 galones de diésel al año en energía, de los cuales una fracción se hubiera utilizado para el funcionamiento el sistema de ósmosis inversa, que correspondería a los valores mostrados en el Gráfico 3.27.

Por otro lado, conociendo que en general al combustionar un litro de diésel se generan 2.68 kg de dióxido de carbono, podemos hablar de un ahorro potencial de 278 toneladas brutas de este gas de efecto invernadero, o de alrededor de 14 toneladas de CO₂ al año. Desde el punto de vista del sistema fotovoltaico, el ahorro por año sería de 32.5 toneladas de CO₂ año, o 650 toneladas durante el período evaluado para el proyecto.

No obstante, hay que considerar que estos números son estimaciones de baja precisión. Para obtener el ahorro neto habría que considerar la huella de carbono asociada la producción y transporte de los combustibles, paneles solares, baterías y turbinas eólicas, lo cual va más allá del alcance del proyecto.

3.12.2. Turbinas eólicas y aves

Los aerogeneradores no siempre son una amenaza, por ello se debe realizar estudios para conocer si existe peligro para las aves migratorias o que pertenecen al lugar. Por ejemplo, en el Líbano el impacto del daño que puede tener un ave contra una turbina eólica es muy bajo para dos lugares escogidos en ese territorio. (Al Zohbi et al., 2015)

Sin embargo, es importante contar con un plan de manejo ambiental antes de implementar el proyecto. Por ejemplo, podemos referirnos al reporte de Global Sustainable Electricity Partnership (2016), donde se hace referencia al desarrollo del parque eólico ubicado en la isla San Cristóbal. Para evitar un impacto negativo sobre las especies en peligro de extinción, principalmente los petreles, se realizó un estudio durante dos años donde se mapeo las rutas, alturas y sitios de anidamiento de esta ave, y se ubicó el parque en una zona alejada de todos estos movimientos.

No obstante, hay que también considerar el tamaño de las turbinas que usará el sistema, ya que existe una correlación significativa entre la altura del buje de la turbina y la tasa de mortalidad de aves por turbina, como mostró Loss et al. (2013) en un estudio realizado en Estados Unidos. Para alturas de buje menores a 30 metros se tiene un impacto muy pequeño sobre las aves, así utilizando turbinas de pequeña capacidad en el proyecto se podría evitar afectación a la comunidad local de aves.

3.12.3. Gestión de residuos eléctricos

Existirá 60 millones de toneladas de desechos de los equipos pertenecientes a los sistemas solares para el 2050. Para disminuir residuos que afecten al medio ambiente ya existen varios estudios de aprovechamiento de módulos fotovoltaicos, uno de ellos recupera las células de silicio del panel con un solvente orgánico con resultados favorables. (Doi et al., 2001)

En Sapra et al. (2020) recuperan las nanopartículas de sílice por tratamiento químico y térmico de los módulos desechados. Estas partículas se pueden usar en diversas aplicaciones como imágenes moleculares, biomédicas, entre otras.

Las baterías en gel liberan pocos gases con respecto a otros tipos de batería, dando como resultado una menor contaminación y evitando riesgos de explosiones si se encuentran cerca de equipos eléctricos. No demandan mantenimiento, por lo que son las más adecuadas para instalaciones de difícil acceso. (Baselga Carreras, 2019). Estas baterías son amigables con el medioambiente ya que no generan emisiones durante su operación y tienen una alta eficiencia. (Helind, 2020)

3.12.4. Gestión de la salmuera

En el caso de este proyecto, como la recuperación del sistema no es muy grande, y solo se está trabajando con agua salobre, la concentración con que sale la salmuera del sistema no es muy alta. Por ello, como tampoco se maneja volúmenes altos de permeado, es viable desechar la salmuera en el mar o en el mismo acuífero, mezclándola previamente con agua salobre para que no exista un impacto considerable en la zona de descarga.

En el Apéndice E se muestra como calcular el flujo requerido de agua salobre en función del flujo de alimentación, la recuperación, salinidad inicial, así como un factor R_a [%], que nos indica que tanto mayor es la salinidad de la mezcla respecto al agua salobre de entrada. Se consideró un valor del 20%, ya que para valores más pequeños los flujos de mezcla se vuelven demasiado grandes, y se necesita invertir demasiada energía en ese sistema. Se ha calculado un flujo de 22 m³/h para obtener la concentración deseada en la mezcla.

Sin embargo, se observa que para el sistema diseñado la salmuera no tiene una concentración radicalmente distinta del agua salobre, difiriendo en apenas un 56%. Por lo tanto, si se evacúa al océano

directamente podría ser viable evitar el mezclado, y obtener así un ahorro alto de energía. Solo sería necesario invertir inicialmente en la infraestructura para su transporte a la zona costera.

El método de descarga de la salmuera a la superficie de agua es utilizado frecuentemente por plantas de desalinización de agua de mar; por ejemplo, se alrededor del 90% de las plantas de alta capacidad que hay en el mundo utilizan este método. En el caso de las plantas de agua salobre de baja capacidad, el método más usado es la descarga directa al sistema de sanitario de alcantarillado, para que sea procesado en las plantas de tratamiento (Voutchkov, 2013). Sin embargo, en el proyecto se escogió el primer método porque en la isla no se tiene acceso a esa clase de infraestructura, así que no es viable.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- Al finalizar el proyecto, se ha encontrado que es viable la implementación del proyecto, pero que su rentabilidad se ve altamente afectada al utilizar una línea de crédito. Por lo tanto, acceder a fuentes de capital alternativas con menores tasas de interés, no solo mejorarían la viabilidad del proyecto, sino que se tendría un mayor impacto positivo sobre la comunidad, ya que sería posible operar con menores costos por unidad de permeado, así como de energía. Considerando el componente ecológico-social del proyecto – apoyar en la iniciativa Cero Combustibles Fósiles en Galápagos y mejorar la calidad de vida de la comunidad – es posible pensar en acceder a fondos de ayuda internacional o desarrollo de energías renovables.
- Asimismo, reduciendo la rentabilidad se puede hacer más asequible el agua para los habitantes. Bajo las condiciones actuales del proyecto se puede reducir la tarifa del agua hasta 1.15 USD/m³ para que el proyecto alcance un valor presente neto (NPV) igual a cero, en vez del valor de 77,200.00 USD que alcanza con la tarifa de 1.68 USD/m³.
- Es importante considerar que el impacto potencial de este proyecto sobre la comunidad es bastante grande, ya que afecta una variedad de los aspectos de vida de los habitantes. Primero, se tiene un abastecimiento robusto de agua potable de calidad, lo que implica una mejora en la salud y calidad de vida de las personas. Por otro lado, también ayudaría a la implementación de proyectos turísticos en la isla, lo que dinamizaría la economía local. Incluso, se podría enfocar en mejorar la infraestructura educativa y sanitaria de la isla, lo que mejoraría las altas tasas de emigración que experimenta, pudiendo así desarrollarse de forma normal la comunidad. Por ejemplo, se

podría subsidiar los abastecimientos de energía a la escuela y dispensario médico, reduciendo la rentabilidad del proyecto.

- En este proyecto se ha hecho bastante énfasis al modelado de los componentes, y existen varias razones que soportan este acercamiento al problema. Primero, con los modelos desarrollados es mucho más sencillo implementar y analizar proyectos de desalinización entre otras localidades. En las islas Galápagos existen varios sitios potenciales donde sería viable implementar el sistema, y la tecnología puede ser útil también en comunidades del Ecuador continental, tanto en zonas costeras como en zonas rurales donde el agua de sus pozos se salado por el desgaste de la tierra, empobreciendo su calidad de vida.
- Por otro lado, los modelos permiten estudiar con más detalle el espacio de diseño, y eso permite analizar y comparar alternativas de configuración u operación del sistema. Por ejemplo, si solo se hubiera utilizado las ecuaciones determinísticas para calcular el número de paneles y baterías, se hubiera obtenida un sistema sobredimensionado con un costo inicial varias decenas de miles de dólares mayor, lo que hubiera afectado negativamente al proyecto ya que hubiera sido necesaria una mayor tarifa para el agua, lo que afectaría directamente a la comunidad.
- Finalmente, trabajar con un modelo nos facilita el rediseño del proyecto si se desconoce los valores reales de parámetros ambientales y fisicoquímicos. Aunque esto hubiera sido una gran limitación en nuestro proyecto, ya que se carece de datos certeros para muchas variables, a futuro se podría realizar un estudio de campo para medir estas variables, y con los modelos reconfigurar rápidamente el proyecto en función de los nuevos valores.

- Aunque se esperaba trabajar con un sistema híbrido, la falta de datos certeros de velocidad de viento nos impide consolidar este sistema. Sin embargo, el análisis hecho con las baterías muestra el gran impacto que puede tener una turbina sobre el sistema, así que las suposiciones que llevaron a la elección de esta alternativa siguen siendo válidas.
- Uno de los principales costos del sistema fueron las baterías, que representaban cerca del 50% de los costos en materiales. Como el proyecto es de pequeña escala, aún es viable utilizar este sistema, pero en sistemas de mayor capacidad se vuelve importante reducir este valor. Por ello, es necesario estudiar alternativas de almacenamiento de energía, como son, por ejemplo, los sistemas hidroeléctricos reversibles, que podrían aprovechar la irregularidad del terreno en las islas del archipiélago. Además, se puede utilizar sistemas de generación de energía continuos, como turbinas eólicas, sistemas undimotrices o sistemas híbridos con generadores por combustión de diésel o biocombustibles.

4.2. Recomendaciones

- Durante el desarrollo de este estudio se ha recurrido a varias suposiciones y estimaciones para completar y evaluar el modelo. Sin embargo, antes de implementar el proyecto sería recomendable verificar la validez de estas, y rediseñar el sistema si se considera necesario a la luz de los nuevos datos. Caso contrario, la planta real podría tener un rendimiento mucho menor al calculado. Por ejemplo, es esencial conocer la capacidad y propiedades fisicoquímicas de las fuentes de agua salobre que existen en la isla, con el fin de comprobar la presión de trabajo seleccionada y elegir con más detalle los procesos de pre y postratamiento.
- Por otro lado, considerando el impacto del proyecto en la comunidad, también es importante tener un acercamiento con esta, y desarrollar un

estudio para verificar la aceptación del sistema y sugerencias sobre la implementación. Asimismo, es importante coordinar con las autoridades locales, tanto municipales como del Parque Nacional Galápagos.

- La crisis sanitaria que ocurre este año reducirá la expectativa de crecimiento del turismo para las islas Galápagos, y se necesitará varios años para que la demanda retome los valores proyectados en este trabajo. Por lo tanto, sería recomendable esperar a una reactivación significativa del sector turístico antes de la implementación del proyecto, considerando que los picos de demanda asociados al turismo corresponden a una proporción importante de los requerimientos de agua en la comunidad.
- El crecimiento poblacional en la isla Floreana tiene una alta incertidumbre, ya que no registra un crecimiento constante. Por ejemplo, en el año 2010 registraba 136 personas, que bajaron a 111 en el año 2015, mientras que en la actualidad se habla de una población de cerca de 150 personas. Una razón que explica esto es la falta de una escuela secundaria en la comunidad, lo que obliga a los jóvenes a emigrar a otras islas para completar sus estudios, de los cuales un porcentaje no regresará a su comunidad natal. Por ello, facilitar la operación de la escuela secundaria dotándola de energía con el excedente de la planta de desalinización podría tener un efecto positivo sobre la comunidad y ayudar a estabilizar su población.
- Aunque que se señaló que un sistema híbrido sería la mejor alternativa, al final no se encontró que fuera viable. Esto es en parte porque los datos de velocidad del viento no son los adecuados para realizar el diseño de la planta eólica, y es posible que se esté subestimando la disponibilidad del recurso. Por ello, sería necesario obtener datos del viento más precisos, o instalar una estación en la isla y evaluar en tiempo real el comportamiento de

esta variable. También, podría ser viable ubicar la turbina en la colina más cercana al pozo, pero para ello también se requiere trabajo de campo para determinar la ubicación real de la planta, así como la orografía adyacente al terreno.

- Respecto a la comercialización del agua, hay que considerar que en el sistema real también será necesario cobrar un componente fijo para cubrir gastos de mantenimiento y mano de obra del sistema. Además, es necesario planificar la adquisición de repuestos y reemplazos de forma que se evite la concentración de pagos en una sola fecha, y se tenga egresos demasiado grandes que requieran de nuevo capital de trabajo.
- Por último, hay que considerar las enseñanzas que han dejado los trabajos sobre demanda de agua en otras islas. No solo importa la generación, sino que también hay que intervenir en el sistema de distribución, para asegurarse que no exista contaminación o fugas significantes durante su transporte a los consumidores, y también que los sistemas de medidores domésticos funcionen correctamente, para mantener un control sobre el fluido comercializado. Incluso, esto no termina con la distribución, sino con la concientización en la comunidad sobre el uso del agua, así como el mantenimiento de sus sistemas domésticos de almacenamiento y distribución, con el fin de evitar que en la última etapa antes del consumo se contamine o pierda el agua.

BIBLIOGRAFÍA

- Al Zohbi, G., Hendrick, P., & Bouillard, P. (2015). Evaluation of the impact of wind farms on birds: The case study of Lebanon. *Renewable Energy*, 80, 682–689. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.052>
- American Water Works Association. (2011). *Desalination of Seawater - Manual of Water Supply Practices M61* (1st ed.). AWWA.
- Avlonitis, S. A., Kouroumbas, K., & Vlachakis, N. (2003). Energy consumption and membrane replacement cost for seawater RO desalination plants. *Desalination*. [https://doi.org/10.1016/S0011-9164\(03\)00395-3](https://doi.org/10.1016/S0011-9164(03)00395-3)
- Barriga, A., Delgado, E., Guevara, J., Peralta, J., Naranjo, M., & Karina Villalta. (2014). *Introducción al Estudio de Fuentes Renovables de Energía (1era Edici)*. Iniciativa Lationamericana de Libros de Textos Abiertos.
- Baselga Carreras, M. (2019). *Instalaciones solares fotovoltaicas*.
- Comité técnico de normalización AEN/CTN/206/GT 82. (2006). *Energía Solar Fotovoltaica. Normas UNE*.
- Crowe, C. T., Elger, D. F., Williams, B. C., & Roberson, J. A. (2015). *Engineering Fluid Mechanics Ninth Edition*. PhD Proposal.
- DNPG. (2018). *Transporte entre islas pobladas – Dirección del Parque Nacional Galápagos*. <http://www.galapagos.gob.ec/transporte-entre-islas-pobladas/>
- Doi, T., Tsuda, I., Unagida, H., Murata, A., Sakuta, K., & Kurokawa, K. (2001). Experimental study on PV module recycling with organic solvent method. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 67(1), 397–403. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(00\)00308-1](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00308-1)
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*. In *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
- Elimelech, M., & Phillip, W. A. (2011). The future of seawater desalination: *Energy*,

technology, and the environment. In Science.
<https://doi.org/10.1126/science.1200488>

Energy Eco Green. (n.d.). Data sheet Módulo Fotovoltaico 375W. 2018.
https://proviento.com.ec/index.php?controller=attachment&id_attachment=2

ERGAL. (2010). Alternativas de construcción de un parque eólica para suministro energético en Santa Cruz - Resumen Ejecutivo. Proyecto Energías Renovables para Galápagos. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00126.pdf>

Fadaeenejad, M., Radzi, M. A. M., AbKadir, M. Z. A., & Hizam, H. (2014). Assessment of hybrid renewable power sources for rural electrification in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 299–305.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.003>

Farret, F. A., & Simões, M. G. (2006). Integration of Alternative Sources of Energy. In *Integration of Alternative Sources of Energy*. <https://doi.org/10.1002/0471755621>

GADMCS. (2012). Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial 2012-2016: Cantón San Cristóbal. <https://www.gobiernogalapagos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/08/PDOT-San-Cristobal-2012.pdf>

Global Sustainable Electricity Partnership. (2016). Proyecto Eólico Isla San Cristóbal - Galápagos 2003-2016. GSEP.
<https://www.globalelectricity.org/content/uploads/Galapagos-Report-2016-Spanish.pdf>

Helind. (2020). Gel batteries.

Houchens, B. C., & Blaylock, M. L. (2017). Aero-MINE (Motionless INtegrated Energy) for Distributed Scalable Wind Power. <https://doi.org/10.2172/1366895>

IEA. (2019). Tracking Power 2019. Paris. <https://www.iea.org/reports/tracking-power-2019>

INEC. (2010). Proyecciones Poblacionales - Proyección provincias, sexo y áreas 2010-2020. <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/>

INGALA, PRONAREG, & ORSTOM. (1989). Inventario Cartográfico de los Recursos

Naturales, Geomorfología, Vegetación, Hídricos, Ecológicos, y Biofísicos de las Islas Galápagos, Ecuador. Instituto Geográfico Militar. https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/divers14-09/30194.pdf

Jones, E., Qadir, M., van Vliet, M. T. H., Smakhtin, V., & Kang, S. mu. (2019). The state of desalination and brine production: A global outlook. In *Science of the Total Environment*. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.076>

Kim, J. S., Chen, J., & Garcia, H. E. (2016). Modeling, control, and dynamic performance analysis of a reverse osmosis desalination plant integrated within hybrid energy systems. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.050>

Lattemann, S., Kennedy, M. D., Schippers, J. C., & Amy, G. (2010). Chapter 2 Global Desalination Situation. In *Sustainability Science and Engineering*. [https://doi.org/10.1016/S1871-2711\(09\)00202-5](https://doi.org/10.1016/S1871-2711(09)00202-5)

Loss, S. R., Will, T., & Marra, P. P. (2013). Estimates of bird collision mortality at wind facilities in the contiguous United States. In *Biological Conservation*. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2013.10.007>

Louie, H. (2018). Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries. In *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-91890-7>

Mateo, V. M. (2016). Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas.

MEER. (2019, October 28). Más de USD 55 millones se han invertido en proyectos de energía renovable, a través de la iniciativa Cero Combustibles Fósiles en Galápagos. Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. <https://www.rekursyenergia.gob.ec/mas-de-usd-55-millones-se-han-invertido-en-proyectos-de-energia-renovable-a-traves-de-la-iniciativa-cero-combustibles-fosiles-en-galapagos/>

Messenger, R. A. (2018). Photovoltaic Systems Engineering. In *Photovoltaic Systems Engineering*. <https://doi.org/10.1201/9781315218397>

Molina, P. S. (2020, March 17). 320 paneles fotovoltaicos se sumarán a la producción eléctrica de Isla Floreana – Galápagos. *PV Magazine*. <https://www.pv-magazine->

latam.com/2020/03/17/320-paneles-fotovoltaicos-se-sumaran-a-la-produccion-electrica-de-isla-floreana-galapagos/

Oh, H. J., Hwang, T. M., & Lee, S. (2009). A simplified simulation model of RO systems for seawater desalination. *Desalination*. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2008.01.043>

OMS. (2011). *Guías para la calidad del agua de consumo humano*. Organización Mundial de La Salud.

OTG. (2019). *Estadísticas Turismo Galápagos 2018*. https://www.observatoriogalapagos.gob.ec/wp-content/uploads/2019/05/Estadísticas_turismo_Galápagos_2018_V1.pdf

PNUD. (2016). *Centrales de Generación de Energía Renovable en Operación y Futuros Proyectos de Energía Renovable para Galápagos*. *Energía Verde Para Galápagos*.

Pugsley, A., Zacharopoulos, A., Mondol, J. D., & Smyth, M. (2016). Global applicability of solar desalination. *Renewable Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.017>

Remund, J., Müller, S., Kunz, S., Huguenin-Landl, B., Studer, C., & Cattin, R. (2018). *Meteororm Handbook, part II: Theory*. Bern, Switzerland, Meteotest. <https://doi.org/10.1111/j.1600-0668.2004.00281.x>

Reyes, María Fernanda. (2017). *Water Supply and Demand Management in the Galápagos. A case study of Santa Cruz Island* [University of Twente]. https://www.un-ihe.org/sites/default/files/2017_unesco-ihe_phd_thesis_reyes_perez_i.pdf

Reyes, Maria Fernanda, Trifunovic, N., Sharma, S., & Kennedy, M. D. (2015). *Water Supply Assesment on Santa Cruz Island: A Technical Overview of Provision and Estimation of Water Demand*. In *Informe Galápagos 2013-2014*. DNPG, CGREG, FCD, GC (pp. 46–53). https://www.galapagos.org/wp-content/uploads/2015/09/GalapagosReport_2013-2014-7-Reyes-46-53.pdf

Reyes, María Fernanda, Trifunovic, N., Sharma, S., & Kennedy, M. D. (2017). *Estimación y predicción de la demanda de agua en Puerto Ayora*. In *Informe Galápagos 2015-2016*. DNPG, CGREG, FCD, GC (pp. 35–41).

https://www.galapagos.org/wp-content/uploads/2015/09/GalapagosReport_2013-2014-7-Reyes-46-53.pdf

Ruiz-Ballesteros, E., & Brondizio, E. S. (2013). Building negotiated agreement: The emergence of community-based tourism in floreana (Galápagos Islands). Human Organization. <https://doi.org/10.17730/humo.72.4.4767536442q23q31>

Sapra, G., Chaudhary, V., Kumar, P., Sharma, P., & Saini, A. (2020). Recovery of silica nanoparticles from waste PV modules. Materials Today: Proceedings. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.06.093>

Schalkwyk, A. Van. (1996). Guidelines for Estimation of Domestic Water Demand of Developing Communities in Northern Transvaal. <http://www.wrc.org.za/wp-content/uploads/mdocs/480-1-96.pdf>

Schock, G., & Miquel, A. (1987). Mass transfer and pressure loss in spiral wound modules. Desalination. [https://doi.org/10.1016/0011-9164\(87\)90107-X](https://doi.org/10.1016/0011-9164(87)90107-X)

Sharon, H., & Reddy, K. S. (2015). A review of solar energy driven desalination technologies. In Renewable and Sustainable Energy Reviews. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.002>

Sharqawy, M. H., Lienhard V, J. H., & Zubair, S. M. (2010). Thermophysical properties of seawater: A review of existing correlations and data. Desalination and Water Treatment. <https://doi.org/10.5004/dwt.2010.1079>

Svarc, J. (2020). MPPT Solar Charge Controllers Explained. Clean Energy Reviews. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/mppt-solar-charge-controllers>

The Dow Chemical Company. (2013). FILMTEC Reverse Osmosis Membranes: Technical Manual. In Dow Water & Process Solutions.

Thompson, A. (2020, April 20). Rooftop Wind Power Might Take off by Using Key Principle of Flight. <https://www.scientificamerican.com/article/rooftop-wind-power-might-take-off-by-using-key-principle-of-flight/>

Tricarico, C., De Marinis, G., Gargano, R., & Leopardi, A. (2007). Peak residential water demand. Proceedings of the Institution of Civil Engineers: Water Management. <https://doi.org/10.1680/wama.2007.160.2.115>

- Vintimilla, E. A. (2016, July). El sector eléctrico y la iniciativa cero combustibles fósiles para las islas Galápagos. Interconexiones - Revista Energética. <http://ecuacier.org.ec/nuevositio/wp-content/uploads/2017/10/Interconexiones-88.pdf>
- Voutchkov, N. (2013). Desalination Engineering Planning and Design. In Mc Graw Hill. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Voutchkov, N. (2018). Energy use for membrane seawater desalination – current status and trends. In Desalination. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.10.033>
- Warsinger, D. M., Tow, E. W., Nayar, K. G., Maswadeh, L. A., & Lienhard V, J. H. (2016). Energy efficiency of batch and semi-batch (CCRO) reverse osmosis desalination. Water Research. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2016.09.029>
- WHO. (2007). Desalination for Safe Water Supply- Guidance for the Health and Environmental Aspects Applicable to Desalination. In Public Health and the Environment World Health Organization Geneva 2007 World Health.

APÉNDICES

Apéndice A

Ecuaciones de transporte en la membrana de RO

Características de un elemento de osmosis inversa

En la siguiente tabla se indica valores referenciales de diseño que deben cumplirse para que el sistema funcione correctamente.

Tabla A. 1 Límites operativos BW30-400

Variable	Símbolo	Unidades	Límite operativo
Recuperación en un elemento	Rec	%	< 15%
Flujo de permeado en un elemento	Q_p	m ³ /h	< 1.14 m ³ /h
Flujo de concentrado en un elemento	Q_r	m ³ /h	> 3.41 m ³ /h
Presión del flujo salobre	P_f	bar	< 41 bar
Caudal del flujo salobre	Q_f	m ³ /h	< 15.9 m ³ /h
Máxima pérdida de presión en un elemento	P_d	bar	1.0 bar
Temperatura	T_b	°C	< 45°C
Rango de pH	-	-	1 - 13

Para la simulación utilizamos una membrana modelo BW30-400 de FilmTec™, el cual está diseñado para trabajar con aguas salobres, y tiene un área activa de la membrana igual a 37 metros cuadrados.

Desarrollo y verificación del modelo matemático

La generación de flujo permeado depende del transporte de solvente que se tenga en el módulo, así como el área de la membrana, y se relacionan con la siguiente ecuación (The Dow Chemical Company, 2013):

$$Q_p = J \cdot S_E \quad (A. 1)$$

Donde el transporte de solvente se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$J = L_v(P_f - P_{loss}) \quad (\text{A. 2})$$

En esta ecuación P_f [bar] corresponde a la presión del flujo de alimentación Q_f [m³/h] que entra al módulo de RO con una concentración de sales C_{bj} [mol/m³], donde el subíndice j indica un compuesto químico en particular. Considerando las expresiones definidas en Kim et al. (2016) y Oh et al. (2009), la ecuación se transforma en:

$$J = L_v \left[P_f - P_d - P_p - R \cdot T_b \sum (\bar{C}_{mi} - C_{pj}) \right] \quad (\text{A. 3})$$

Donde T_b [K] es la temperatura del agua de alimentación, $R = 8.314$ [J/mol K] es la constante universal de los gases, mientras que P_d [bar] corresponde a las pérdidas hidráulicas por fricción, y P_p [bar] es la presión a la que se mantiene la línea de permeado. Para simplificar el modelo únicamente se considera a la sal como compuesto disuelto en el agua, por lo que la ecuación se transforma en:

$$J = L_v \left[P_f - P_d - P_p - \frac{1}{2} \cdot R \cdot T_b \cdot C_b \cdot S_r \cdot \frac{2 - Y}{1 - Y} \cdot \exp\left(\frac{J}{k_{NaCl}}\right) \right] \quad (\text{A. 4})$$

Donde S_r [%] corresponde al rechazo de sal de la membrana. El coeficiente de transferencia de masa k_{NaCl} se puede calcular con la siguiente relación empírica:

$$k_{NaCl} = 0.065 \left(\frac{\rho_b u_{zb} d_h}{\mu_{NaCl}} \right)^{0.875} \left(\frac{\mu_{NaCl}}{\rho_b D_{NaCl}} \right)^{0.25} \left(\frac{D_{NaCl}}{d_h} \right) \quad (\text{A. 5})$$

Donde propiedades como el coeficiente de difusión D_{NaCl} [m²/s], densidad ρ_b [kg/m³], y viscosidad μ_{NaCl} [Pas] se obtienen de correlaciones empíricas; la variable d_h [m] representa el diámetro hidráulico. La velocidad u_{zb} [m/s] se calcula a partir del promedio entre la velocidad de alimentación y la velocidad del concentrado, utilizando la siguiente expresión:

$$u_{zb} = \frac{u_f + u_r}{2} = \frac{u_f(2 - Y)}{2} \quad (\text{A. 6})$$

Para calcular las pérdidas por fricción dentro de un elemento de RO, el estudio realizado por Oh et al. (2009) considero la siguiente expresión:

$$P_d = \gamma_1 (Re_{zb})^{\gamma_2} \quad (\text{A. 7})$$

Donde Re_{zb} corresponde al número de Reynolds, y los parámetros γ_1 [psi], γ_2 son constantes propias de la membrana, que se calculan realizando una regresión múltiple no lineal (RMNL). Para la regresión se usaron valores referenciales generados por el

software WAVE provisto por el fabricante DuPont. Expandiendo los términos de la ecuación se obtiene que:

$$P_d = \gamma_1 \left(\frac{J \cdot (2 - Y)}{Y \cdot \nu_{NaCl}} * \frac{S_E d_h}{2A_h} \right)^{Y_2} \cdot \exp(K_{TA} \cdot (T_b - 273)) \quad (A. 8)$$

Donde ν_{NaCl} [m²/s] es la viscosidad cinemática del fluido. Con el fin de que los datos calculados correspondan mejor a los referenciales, se le añadió un factor de temperatura a la expresión, cuyo parámetro K_{T1} [1/°C] también se calculó por medio de la regresión. El siguiente gráfico compara los resultados del modelo con aquellos dados por el programa WAVE, para un total de 42 combinaciones de flujo, temperatura, recuperación, y concentración de sal:

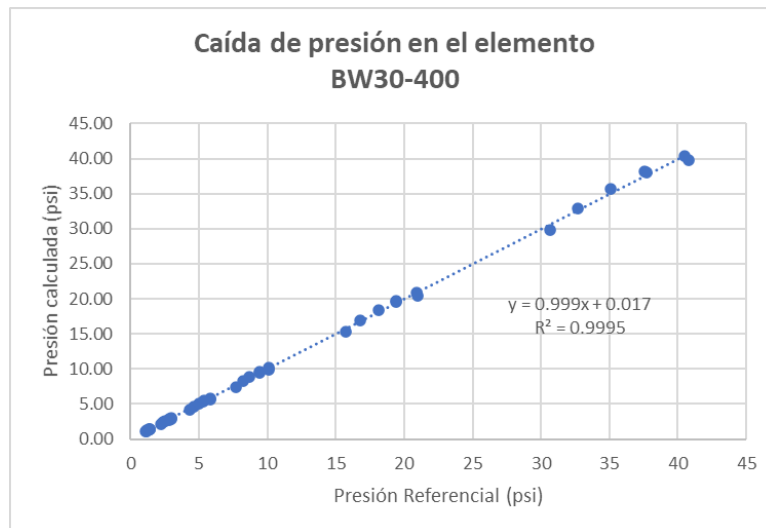


Gráfico A. 1 Validación del modelo de caída de presión

Por otro lado, el parámetro de transporte del solvente L_v [m/Pas] se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$L_v = L_{v0} \cdot FF \cdot \exp\left(\frac{\alpha_1(T_b - 293)}{293} - \alpha_2 P_f\right) \quad (A. 9)$$

La variable FF [%] corresponde al "fouling" o ensuciamiento de la membrana, y representa porcentualmente el área de esta que se encuentra afectada por la precipitación de sedimentos A_s [m²]; se calcula como:

$$FF = \left(1 - \frac{A_s}{S_E}\right) * 100 \quad (\text{A. 10})$$

Por ejemplo, en el estudio desarrollado por Kim et al. (2016) se consideró un área afectada del 5%, lo que equivale a un factor de “fouling” del 95%. De forma similar, se puede calcular el transporte de soluto a través de la membrana utilizando la siguiente ecuación:

$$J_s = JC_p = L_{s0} \cdot \exp\left(\frac{\beta_1(T - 273)}{273}\right) \cdot (\bar{C}_m - C_p) \quad (\text{A. 11})$$

Donde la concentración C_m [mol/m³] sobre la membrana depende de la polarización que exista, y se calcula como:

$$C_m = C_p + (C_b|_x - C_p) \cdot \exp\left(\frac{J}{k_{NaCl}}\right) \quad (\text{A. 12})$$

La concentración media \bar{C}_m es igual al promedio de concentraciones al inicio (x=0) y fin (x=L) de la membrana, a lo que corresponde $C_b|_{x=0} = C_b$ y $C_b|_{x=L} = C_r$, donde C_r [mol/m³] es la concentración de soluto en el flujo de agua salobre. Es decir, se calcula como:

$$\bar{C}_m = \frac{1}{2} \left(2C_p + ((C_b - C_p) + (C_b - C_r)) \cdot \exp\left(\frac{J}{k_{NaCl}}\right) \right) \quad (\text{A. 13})$$

Donde C_r se obtiene a partir de un balance de masas de los flujos, y se expresa como:

$$C_r = \frac{C_b - YC_p}{1 - Y} \quad (\text{A. 14})$$

Desarrollando la expresión y utilizando el factor de rechazo de sal podemos reescribir la concentración media de la siguiente forma:

$$\bar{C}_m = C_p + \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot S_r \cdot \frac{2 - Y}{1 - Y} \cdot \exp\left(\frac{J}{k_{NaCl}}\right) \quad (\text{A. 15})$$

Finalmente, despejando y reemplazando ecuaciones podemos calcular directamente la concentración de sal en el permeado con la siguiente expresión:

$$C_p = C_b \cdot \frac{A_Y L_s \exp\left(\frac{J}{k_{NaCl}}\right)}{2J + A_Y L_s \exp\left(\frac{J}{k_{NaCl}}\right)} \quad (\text{A. 16})$$

Donde $L_s = L_{s0} \cdot \exp\left(\frac{\beta_1(T_b - 273)}{273}\right)$ y $A_Y = \frac{2 - Y}{1 - Y}$. Al igual que con la pérdida de presión, se realizó una RMNL para encontrar los parámetros de transporte L_{s0} [m/Pas] y β_1 , y en la

siguiente gráfica se muestra la comparación entre los valores referenciales y los calculados:

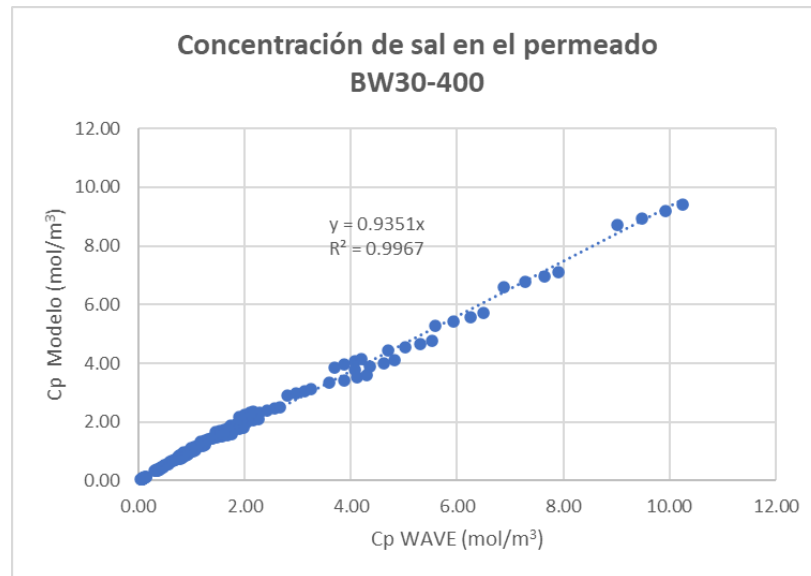


Gráfico A. 2 Validación del modelo de concentración de sal

En total, se comparó un total de 144 combinaciones de las variables de entrada, y se obtuvo un error promedio del 5.7% en comparación con los valores referenciales. Sin embargo, esto representa un error máximo del 0.34% al calcular el coeficiente de rechazo de sal S_r , que es el parámetro que se utiliza en la ecuación principal del sistema, por lo que se consideran adecuados los resultados obtenidos.

Para la verificación de los parámetros estamos considerando una solución acuosa de NaCl, pero al evaluar un sistema real será necesario incluir las presiones osmóticas de otros elementos comunes en el agua salada, como son sulfatos, magnesio, calcio y potasio. Para convertir la concentración en masa $S_{b,NaCl}$ [mg/l] a concentración molar utilizamos la siguiente expresión:

$$C_{b,NaCl} = 2 * \frac{S_{b,NaCl}}{PM_{NaCl}} \quad (A. 17)$$

Donde $C_{b,NaCl}$ [mol/m³] es la concentración molar, y $PM_{NaCl} = 58.44$ [g/mol] es el peso molar de la molécula de cloruro de sodio (NaCl). El factor 2 se obtiene al realizar el balance de los componentes.

Una vez determinados los parámetros de las ecuaciones de pérdida de presión y de concentración del permeado, se procede a despejar la presión de alimentación en la ecuación principal del sistema, que queda como:

$$P_f' = \frac{J}{L_v} + P_d + \frac{1}{2} \cdot R \cdot T_b \cdot C_b \cdot S_r \cdot A_y \cdot \exp\left(\frac{J}{k_{NaCl}}\right) \quad (\text{A. 18})$$

Sin embargo, para obtener una mejor concordancia con los datos referenciales, se modificó la ecuación multiplicando la presión osmótica por un factor de corrección de temperatura F_{Tb} :

$$F_{Tb} = \left(\frac{T_b - 273}{273}\right)^{K_{TB}} \quad (\text{A. 19})$$

De forma que la ecuación queda como:

$$P_f = \frac{J}{L_v} + P_d + \frac{1}{2} \cdot R \cdot T_b \cdot F_{Tb} \cdot C_b \cdot S_r \cdot A_y \cdot \exp\left(\frac{J}{k_{NaCl}}\right) \quad (\text{A. 20})$$

Realizando una RMNL se determinó los valores de los parámetros L_{v0} , α_1 , α_2 , K_{T2} y K_{T3} que minimizan el error entre los resultados del WAVE y los calculados por el modelo. La gráfica de comparación entre estos datos se muestra a continuación:

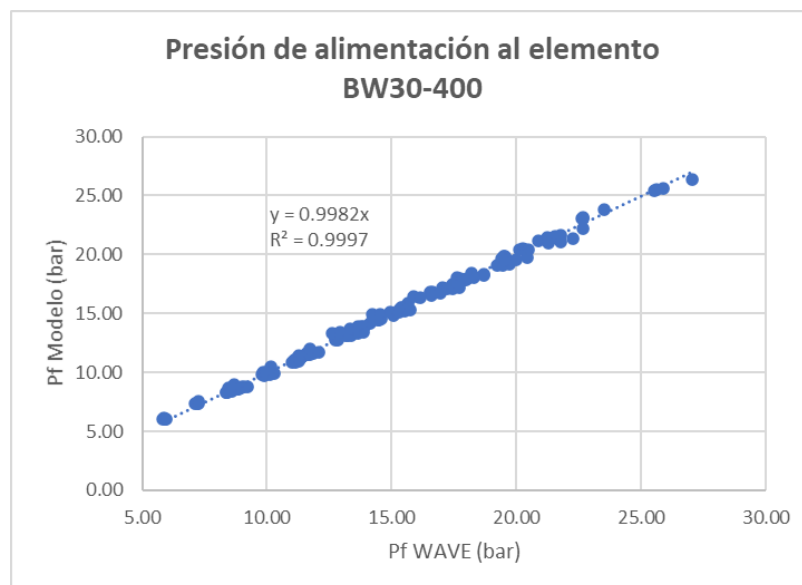


Gráfico A. 3 Validación del modelo de la presión de alimentación

Se utilizaron las mismas 144 combinaciones de estados que en la verificación de la concentración de permeado.

En la siguiente tabla se indican las ecuaciones principales, sus parámetros y magnitudes, así como el error medio asociado.

Tabla A. 2 Parámetros calculados para el modelo

Ecuación	Variable	Parámetros	Valor	Unidad	Error medio
Presión de alimentación	P_f	L_{v0}	0.9302×10^{-12}	m/Pa · s	$1.5 \pm 1.2 \%$
		α_1	11.3926	-	
		α_2	11.276×10^{-7}	1/Pa	
		K_{TB}	-0.0226	-	
Concentración del permeado	C_p	L_{s0}	12.4864×10^{-8}	m/s	$5.7 \pm 3.9 \%$
		β_1	17.1726	-	
Pérdida de presión	P_d	γ_1	1.2244	Pa	$1.8 \pm 1.3 \%$
		γ_2	1.4126	-	
		K_{TA}	-4.634×10^{-2}	1/°C	

Modelado de un elemento RO

Cuando se conoce el flujo de permeado J [m/s] y recuperación del elemento Y [%], se puede calcular directamente las propiedades del sistema, y solo es necesario resolver una ecuación no lineal para obtener la presión de alimentación. Por ello, utilizamos estas variables para calibrar los parámetros del sistema. No obstante, en la práctica para modelar un elemento, se debe calcular las propiedades a partir de las variables de entrada, que son la presión P_f [bar] y caudal de alimentación Q_f [m³/h].

Al desconocer el flujo de permeado y la recuperación, no se puede determinar directamente la concentración del permeado C_p [mol/m³] ni la pérdida de presión P_d [bar], y es necesario resolver simultáneamente un sistema de 5 ecuaciones no lineales; esto significa que se requiere aplicar métodos numéricos.

Primero, se aplicó el método de Newton-Raphson, pero con poco éxito; la diferencia entre los órdenes de magnitud de las variables genera una matriz jacobiana desbalanceada, por lo que el algoritmo no funciona. Entonces, se decidió utilizar el método de bisección, que a su vez nos permite simplificar el modelo a una única ecuación no lineal; se implementó este método en MATLAB y los resultados fueron positivos. La convergencia del sistema se definió para una tolerancia del 0.01%.

Resumen del modelo

Ecuación 1	$J = L_v \left[P_f - P_d - P_p - R \cdot T_b \cdot (C_b - C_p) \cdot \exp \left(\frac{J}{k} \right) \right]$ $P_f = \frac{J}{L_v} + P_d + P_p + R \cdot T_b \cdot (C_b - C_p) \cdot \exp \left(\frac{J}{k} \right)$
Ecuación 2	$C_p = C_b \cdot \frac{L_s \exp \left(\frac{J}{k_{NaCl}} \right)}{J + L_s \exp \left(\frac{J}{k_{NaCl}} \right)}$
Ecuación 3	$P_d = \gamma_1 (Re_{zb})^{\gamma_2} \cdot \exp(K_T \cdot (T_b - 293.15))$
Otras ecuaciones	
Caudal de alimentación	$Q_f = \frac{Q_p}{Y} = \frac{J S_E}{Y}$
Diámetro hidráulico	$d_h = \frac{4\phi_{BR}}{\frac{2}{h_{sp}} + (1 - \phi_{BR}) \cdot a_{sp}}$
Área hidráulica	$A_h = n_l \cdot w_{BR} \cdot h_{BR} \cdot \phi_{BR}$
Velocidad de alimentación	$u_f = \frac{J \cdot S_E}{Y \cdot A_h}$
Velocidad de la salmuera	$u_r = u_f \cdot (1 - Y)$
Velocidad del concentrado	$u_{zb} = \frac{u_f \cdot (2 - Y)}{2}$
Concentración del concentrado	<p>Realizando un balance de masas y reemplazando ecuaciones se obtiene que:</p> $C_r = \frac{C_b - Y C_p}{1 - Y}$
Rechazo de sal	$S_r = 1 - \frac{C_p}{C_b}$ $C_b - C_p = C_p S_r$
Parámetro transporte soluto	$L_s = L_{s0} \exp \left(\frac{\beta_1 (T_b - 273)}{273} \right)$
Parámetro transporte solvente	$L_v = L_{v0} \cdot FF \cdot \exp \left(\frac{\alpha_1 (T_b - 293)}{293} - \alpha_2 P_f \right)$
Coefficiente de transferencia de masa	$k_{NaCl} = 0.065 \left(\frac{\rho_b u_{zb} d_h}{\mu_{NaCl}} \right)^{0.875} \left(\frac{\mu_{NaCl}}{\rho_b D_{NaCl}} \right)^{0.25} \left(\frac{D_{NaCl}}{d_h} \right)$
Número de Reynolds	$Re_{zb} = \frac{J \cdot (2 - Y)}{Y \cdot \nu_{NaCl}} * \frac{S_E d_h}{2 A_h}$
Viscosidad del agua	$\mu_{H_2O} = 4.2844 \times 10^{-5} + [0.157(T_b - 273.15 + 64.993)^2 - 91.296]^{-1}$

<p>Viscosidad agua salobre</p>	$\mu_{NaCl} = \mu_{H_2O} \left[1 + A \left(\frac{S_b}{1000} \right) + B \left(\frac{S_b}{1000} \right)^2 \right]$ $A = 1.541 + 1.998 \times 10^{-2}(T_b - 273.15) - 9.52 \times 10^{-5}(T_b - 273.15)^2$ $B = 7.974 - 7.561 \times 10^{-2}(T_b - 273.15) + 4.724 \times 10^{-4}(T_b - 273.15)^2$ <p>Donde S_b [g/kg] es la salinidad del agua de alimentación</p>
<p>Densidad del agua salobre</p>	$\rho_b = 999.842594 + AS_b + BS_b^{3/2} + CS_b$
<p>Coefficiente de difusión</p>	$D_{NaCl} = 6.725 \times 10^{-6} \exp \left(1.546 \times 10^{-4} C_{bNaCl} - \frac{2513}{T_b} \right)$

Apéndice B

Ecuaciones de generación eléctrica renovable

Debido a los recursos energéticos disponibles en la isla Floreana al inicio se decidió como principal generador de electricidad al sistema fotovoltaico combinándolo con el sistema eólico para el completo abastecimiento de energía eléctrica. Para el dimensionamiento del sistema de potencia híbrido autónomo, primero se establece el consumo energético diario de los componentes del sistema hidráulico, como este es un valor alto por cubrir se determina que 48V será el voltaje de trabajo del sistema (Mateo, 2016), y debido a que existen pérdidas en el sistema se toma en cuenta un factor de protección del 20%, el cual será añadido al consumo total energético anteriormente calculado.

El viento en la localidad tiene una velocidad media de 3.39 m/s la cual es suficiente para el arranque de cualquier turbina, aunque el nivel de generación eléctrica no es alto disminuye la cantidad de baterías que el sistema necesita, pero al tener un costo alto los aerogeneradores y no contar con valores actuales de la velocidad del viento se decidió sólo hacer uso de la energía solar.

Tabla A. 3 Generación de energía

Generación de energía eléctrica	Abastecimiento consumo diario (KWh/día)
Solar Fotovoltaica	76.9

Para la generación de energía solar fotovoltaica primero se calcula la potencia fotovoltaica con el valor de consumo diario de 76.9 KWh/día y con la hora solar mínima que se obtuvo al procesar los datos generados por el software Meteonorm con un valor de 6.5 horas.

El número de módulos se calcula mediante la siguiente ecuación (Louie, 2018):

$$No\ módulos = \frac{Potencia\ Fotovoltaica}{Potencia\ del\ módulo\ escogido}$$

Se escogió el modelo EGE-375M-72, estos son paneles solares monocristalinos con un alto rendimiento por si existiese condiciones de poca radiación y tienen mayor vida útil con las siguientes especificaciones técnicas (Energy Eco Green, n.d.):

Tabla A. 4 Especificaciones técnicas del Módulo EGE-375M-72

Módulo EGE-375M-72	
Potencia máxima	375 W
Eficiencia del módulo	19.33 %
Voltaje de circuito abierto (Vocp)	47.65 V
Corriente cortocircuito (Iscp)	9.80 A

Los inversores Voltronic Axpert MAX de onda pura con cargador AC y regulador de carga tipo MPPT fueron escogidos conectados dos en paralelo, soportan tanto la tensión máxima de circuito abierto y la intensidad máxima del generador fotovoltaico. Este equipo tiene protección contra sobrecalentamiento y reducción de potencia cuando la temperatura es alta.

Tabla A. 5 Especificaciones técnicas del Controlador de carga MPPT incluido en inversor

Controlador de carga Voltronic Axpert MAX	
Potencia nominal PV	8000 W
Eficiencia	98%
Corriente de carga nominal	80 A
Voltaje máximo de circuito abierto PV	250 V

El tamaño del inversor depende de la carga de los aparatos, para las bombas de alta presión se tomó en cuenta el pico de arranque por lo que se aplicó un alto valor de demanda máxima de los aparatos a conectarse al sistema de generación eléctrica.

Al colocarse 2 inversores se disponen de 20 paneles para cada uno, 5 en paralelo con 4 en serie. Este modelo de inversor posee sus propios elementos de protección por lo que no se necesita colocar adicionales, así como también sus propios cables.

Tabla A. 6 Especificaciones técnicas del Inversor Voltronic Axpert MAX

Must Solar PV3500 Series	
Eficiencia	95%
Potencia de salida nominal	12000 W
Voltaje de salida nominal	230 V

Cables

Para calcular la sección del cable que conecta los dispositivos e instalación se debe elegir una sección adecuada puesto que, al elegir mal existirá una caída de tensión más elevada en el conductor y por ende un aumento de corriente y temperatura llegando a dañarse o provocar un incendio. Para calcular la sección de cable:

$$S_{DC} = \frac{2 * L * I}{56 * \%V} \quad (A. 21)$$

$$S_{AC} = \frac{2 * P * I}{56 * V * \%V} \quad (A. 22)$$

Donde:

S: Sección de cableado [mm^2]

L: Longitud del conductor [*m*]

I: Corriente por el conductor [*A*]

%V: Porcentaje de caída de tensión admisible

P: Potencia máxima salida del inversor

V: Voltaje del sistema RO

Tabla A. 7 Especificaciones de sección de cableado

DC	Corriente [A]	Caída de tensión [V]	Longitud del conductor [m]	Sección de cableado [mm²]	Sección de cableado [mm²]
Paneles solares a la conexión del Regulador	48.10	1.44	10	11.93	16
Conexión del Regulador (2) a Baterías	192.4	0.48	5	143.15	150
Baterías a Conexión del Inversor	33.3	0.48	7	17.34	25
AC	Potencia [W]	Caída de tensión [V]	Longitud del conductor [m]	Sección de cableado [mm²]	Sección de cableado [mm²]
Inversor a RO	7200	4.6	7	1.70	6

EFICIENCIAS Y PÉRDIDAS

Las pérdidas que existen por la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos se dan por la siguiente ecuación debido a que nuestro ángulo de inclinación es menor a 15°:

$$P_{OI} = 1.2 \times 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2$$

$$P_{OI} = 1.2 \times 10^{-4} * (5 - 4.56)^2$$

$$P_{OI} = 2.3 \times 10^{-5}$$

$$\%P_{OI} = 2.9 \times 10^{-3} \%$$

$$\eta_{OI} = 99.99 \%$$

Si cumple pues según el Código Técnico de Edificación permite hasta un máximo de pérdidas en una instalación normal de un 40%

Para calcular la eficiencia de los paneles se debe encontrar la temperatura a la cual se encuentra el panel en el día más caluroso.

$$T_c = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800 \text{ W/m}^2} \right) * G_{STC}$$

$$T_c = 26.9 \text{ }^\circ\text{C} + \left(\frac{45^\circ\text{C} - 20 \text{ }^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \right) * (1000 \text{ W/m}^2)$$

$$T_c = 58.15 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\eta_{temp} = 100 + (T_c - T_{STC}) * Coef_{temp}$$

$$\eta_{temp} = 100 + (58.15 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C}) * (-0.396 \text{ } \%/^\circ\text{C})$$

$$\eta_{temp} = 86.87$$

Se calculó el Performance Ratio PR analiza pérdidas y eficiencias del sistema (Comité técnico de normalización AEN/CTN/206/GT 82, 2006):

$$PR = (\eta_{inv} * \eta_{temp} * \eta_{AC} * \eta_{DC} * \eta_{reg} * \eta_{OI} * \eta_{MM} * \eta_{bat} * \eta_{SS}) * \left[1 - \left(\frac{P_{DESC} * D_{AUT}}{MPD} \right) \right]$$

Donde:

η_{inv} : Eficiencia del inversor

η_{temp} : Eficiencia de los paneles

η_{AC} : Eficiencia de cables AC

η_{DC} : Eficiencia de cables DC

η_{reg} : Eficiencia del regulador

η_{OI} : Eficiencia de orientación e inclinación

η_{SS} : Eficiencia de suciedad y sombra

η_{MM} : Eficiencia de interconectado (Miss Match)

P_{DESC} : Pérdida por auto descarga de baterías

D_{AUT} : Días de autonomía

MPD : Máxima profundidad de descarga

$$PR = (0.95 * 0.87 * 0.99 * 0.99 * 0.98 * 0.99 * 0.98 * 0.96 * 0.95) \\ * \left[1 - \left(\frac{5 \times 10^{-4} * 3}{0.6} \right) \right]$$

$$PR = 0.694$$

$$\%PR = 69.4\%$$

Este porcentaje se encuentra en el rango estándar de las instalaciones fotovoltaicas aisladas que es de 60-70%. Por lo que, la eficiencia del sistema de energía con paneles solares es alto indicando que tendrá un buen funcionamiento.

Apéndice C

Perfil de la demanda de agua

Proyección de la población flotante y permanente

Primero, estimamos la demanda actual, para lo cual nos referimos a la población permanente y flotante que existe en la isla, así como a la infraestructura turística y animales de granja. En la siguiente tabla se indica los visitantes mensuales que se movilizaron desde la isla Santa Cruz a la isla Floreana en el período comprendido entre el 2014 y el 2018:

Tabla A. 8 Desglose de visitas mensuales en el período 2014 a 2018 en la isla Floreana, adaptado de OTG (2019)

Mes	Año					Promedio mensual	Promedio visitas por día
	2014	2015	2016	2017	2018		
Ene	935	1016	544	529	725	750	24
Feb	967	1144	464	535	892	800	29
Mar	1438	1000	658	474	801	874	28
Abr	1380	965	656	521	727	850	28
May	763	636	538	574	860	674	22
Jun	1016	720	421	497	586	648	22
Jul	1127	925	765	579	781	835	27
Ago	1131	843	561	705	866	821	26
Sep	804	433	389	292	579	499	17
Oct	755	667	528	493	607	610	20
Nov	943	513	511	568	753	658	22
Dic	925	547	360	661	695	638	21
Total	14198	11424	8411	8445	10890	721	24

En los años 2016 y 2017 hubo un descenso fuerte en las visitas a la isla, por lo que la tasa de crecimiento compuesta tiene un valor negativo, y no resulta útil para realizar una proyección a futuro. Por ello, consideramos para la estimación a la tasa de crecimiento turístico hacia las islas Galápagos en general, que para este período es igual a 5.4%.

Estimación de la demanda

Para estimar la demanda se consideran 4 grupos de consumidores, cuyos detalles se indican en la siguiente tabla:

Tabla A. 9 Desglose de los consumidores en la isla Floreana

Tipo de demanda	Resumen	Consumo	Detalles	Valor
Población permanente	Residentes permanentes que componen la comunidad, así como oficinas, tiendas y escuelas locales. Se consideran 145 habitantes permanentes en la actualidad.	Doméstico	Se toma como valor referencial el de Puerto Ayora.	150 lpcd
		Escuela	Con 30 estudiantes	50 lpcd
		Tiendas	Entre tiendas y oficinas = 5	100 lpcd
Población flotante	Visitantes que vienen a la isla desde Santa Cruz. Se dividen entre los que pernoctan (20%) y los que solo visitan por el día.	Alojamiento	Hostales = 7 Hoteles = 3	284.5 lpcd
		Restaurantes	50 plazas = 2 25 plazas = 3	126.4 lpcd
Agropecuario	Consideramos el terreno disponible para actividades agropecuarias, como la ganadería. No se identifica a los animales en la fuente así que se los considera vacas.	Animales	En cuatro fincas ganaderas se tiene 126 animales	66.5 lpcd
Otros	Factor de seguridad donde se consideran pérdidas en la distribución y otros imprevistos.	Factor de seguridad	Se considera como el 10% de la suma de los otros grupos.	-

Para este proyecto no se considera la demanda del sector agrícola, dado que eclipsaría a la demanda doméstica, y tiene parámetros de operación distintos. Sin embargo, podemos decir que en la isla se tienen disponibles para el cultivo aproximadamente 230 hectáreas, mientras que el resto del terreno corresponde a área protegida; entonces, considerando que en un clima seco como el de la isla se requieren alrededor de 7 mm de agua para un pastizal, esto significaría que en el verano se podría llegar a necesitar hasta 70 m³/ha por día. Obviamente, esto representa trabajar con una planta de desalinización con una escala mucho mayor que la del proyecto.

Los datos concernientes a la composición poblacional de la isla y el número de alojamientos y restaurantes se obtuvo de GADMCS (2012) y OTG (2019), mientras que los datos de consumo per cápita se estimaron con la información dada para la isla Santa Cruz en el trabajo de María Fernanda Reyes et al. (2017).

Apéndice D

Costo normalizado (Indicador comparativo)

En el capítulo 3 se utiliza frecuentemente una variable conocida como costo normalizado, con la que se compara el rendimiento entre sistemas. En este apéndice se explica que llevo al desarrollo de este índice, que significa, y como va evolucionando a lo largo del documento.

Primero, el costo normalizado se lo utiliza para comparar entre sistemas con una cantidad distintas de componentes. Mientras que para un único elemento o configuración se puede determinar las mejores condiciones de operación comparando según la potencia o energía específica requerida para producir una cantidad de permeado. Sin embargo, esto no es viable entre distintas configuraciones, ya que uno puede mejorar el rendimiento añadiendo elementos *ad infinitum*, en un sistema real esto nos es práctico porque requerirá de mayores costos de adquisición o reemplazo de partes una vez cumplida su vida útil.

Por ello, el costo normalizado funciona como un indicador del costo de un sistema relativo a otro, considerando los 20 años de plazo para los que se diseña el proyecto. Esto significa que se considera principalmente aquellas variables que cambian radicalmente entre una configuración y otra, así que por simplificación se pueden omitir algunos costos fijos del sistema, como tuberías, cables, accesorios, entre otros, ya que no ayudan en la comparación entre sistemas.

Como el diseño es un proceso iterativo, el costo normalizado se va afinando conforme el espacio de diseño se estrecha, y se tiene una mayor certidumbre sobre los elementos que se van a incluir en el sistema. El proceso iterativo de selección en el capítulo 3 sigue la siguiente estructura:

- Selección del número óptimo de elementos por depósito de presión
- Determinación de la viabilidad de utilizar un intercambiador de presión en el sistema
- Comparación entre un sistema simple y uno doble

- Comparación entre 4 configuraciones de elementos
- Selección de condiciones de operación y volumen de trabajo del tanque

En la siguiente tabla se indica los principales componentes que se consideran para calcular el costo normalizado de un elemento:

Tabla A. 10 Elementos que influyen en el costo normalizado

Sistema	Elemento	Características	C/U [USD]	Vida útil
Hidráulico	BW30-400	Membrana de ósmosis inversa.	600.00 USD	5 años
	Depósito de presión	Hasta 8 elementos por depósito.	1600.00 USD	25 años
	PX	Intercambiador de presión	6000.00 USD	25 años
Eléctrico	PV	Panel solar con 375 W, eficiencia del 19% y área de 1.94 m ² .		20 años
	Baterías	SBB con 150 Ah 12 V	456.00 USD	5 años
	Baterías	UZC Ultracell con 600 Ah 48 V	5190.00 USD	3200 ciclos
	Inversor	4 kW y 48 V	1300.00 USD	10 años

El costo normalizado de un elemento en particular será igual al número de unidades que se requieren en sistema por su costo unitario multiplicado por los 20 años y dividido para su vida útil. Es decir:

$$CN = 20 \cdot N_x \cdot \frac{CU_x}{VU} \quad (\text{A. 23})$$

Donde VU [años] corresponde a la vida útil del elemento. Para calcular el número de paneles fotovoltaicos necesarios se aplica la siguiente ecuación:

$$N_{PV} = \text{techo} \left(1.25 \cdot \frac{1.1 \cdot E_{dia}}{G_{T,\beta} \cdot R_p \cdot A_p \cdot \eta_{inv}} \right) \quad (\text{A. 24})$$

Donde E_{dia} [kWh/día] corresponde a la energía media consumida en un día del año. Se incluyen dos factores de seguridad y la eficiencia del inversor. En el caso del número total de baterías, se considera que:

$$N_{bat} = techo \left(\frac{C_{sis}}{C_{bat}} \right) \quad (A. 25)$$

Donde C_{bat} [Ah] es la capacidad de la batería y C_{sis} [Ah] corresponde a la capacidad de almacenamiento que debe tener el sistema, que se calcula como:

$$C_{sis} = 1.1 \cdot \frac{E_{dia} \cdot D_{aut}}{V_{bat} \cdot DOD} \quad (A. 26)$$

Donde D_{aut} [día] son los días de autonomía que debe tener el sistema, mientras que V_{bat} [V] es el voltaje de la batería, y DOD [%] es la profundidad de descarga, del cual depende el número de ciclos de vida que tiene la batería.

Un último costo que se consideró fue para la construcción del tanque de almacenamiento de permeado. Para estimarlo se consideró como constante un costo de 300.00 USD/m³, el cual se aproximó considerando el precio de un tanque de 25 m³ que se encontró en el mercado local, y se multiplico por un factor de seguridad.

Apéndice E

Cálculos hidráulicos

Sistema sin pérdidas por fricción

Inicialmente se considera como despreciables las pérdidas por fricción para realizar una aproximación rápida de las características principales del sistema, como flujos, presión y potencia de bombas, sin conocer al detalle características del sistema como accesorios, longitud de tuberías, y diámetro de estas.

Por ello, en el caso de las bombas, la potencia requerida por estas se calcula directamente con la siguiente expresión:

$$W = \frac{P \cdot Q}{\eta_{HP}} \quad (\text{A. 27})$$

Donde P [bar] corresponde a la presión, Q [m³/h] es el flujo, y η_{HP} [%] es la eficiencia de la bomba. Para transformar las unidades de trabajo a kilovatios, se utiliza el siguiente factor de conversión:

$$f_{kw} = \frac{1}{36} * \frac{kW}{\frac{\text{bar} \cdot \text{h}}{\text{m}^3}} \quad (\text{A. 28})$$

Para los cálculos se considera que todas las bombas trabajan con una misma eficiencia, y que esta es igual al 70%.

Por otro lado, hay que considerar el efecto que tiene el intercambiador de presión sobre las condiciones de operación estables del sistema. Se empieza considerando que el intercambiador tiene una eficiencia del 96%, que corresponde a los modelos PX-30 a PX-70 del fabricante Energy Recovery. El equipo trabaja transfiriendo energía de la salmuera hacia una fracción del flujo salobre a baja presión; este flujo después tiene que ser llevado a la presión de trabajo por medio de una bomba “booster”, también conocida como de circulación o compensación (CP), para después mezclarse con el resto del flujo antes de entrar al sistema de ósmosis inversa.

El incremento de presión del PX estará dado por la siguiente expresión, si se considera que los flujos de entrada tienen la misma magnitud:

$$\Delta P_{PX} = P_f \cdot (1 - \eta_{PX}) + P_d \cdot \eta_{PX} \quad (A. 29)$$

Donde P_f [bar] es la presión de operación del sistema RO, mientras que P_d [bar] representa las pérdidas de presión dentro de este. Entonces la potencia requerida por la bomba CP estará dada por:

$$W_{BO} = \frac{P_f - \Delta P_{PX}}{\eta_{HP}} \cdot Q_C \quad (A. 30)$$

Donde Q_C [m³/h] corresponde al flujo de salmuera que sale del equipo de desalinización, el cual se puede calcular conociendo la recuperación del sistema Y [%] como:

$$Q_C = Q_f \cdot (1 - Y) \quad (A. 31)$$

Por otro lado, la bomba de alta presión requerirá trabajar con una potencia de:

$$W_{HP} = \frac{P_f \cdot Y \cdot Q_f}{\eta_{HP}} \quad (A. 32)$$

Sumando las potencias encontramos y reformulando la expresión, encontramos que la potencia requerida por el sistema es igual a:

$$W_T = \frac{Q_f \cdot (1 - Y)}{\eta_{HP}/\eta_{PX}} \cdot (P_f - P_d) \quad (A. 33)$$

Por otro lado, la energía específica SP [kWh/m³] se define como la energía requerida para producir una unidad de permeado, así que dividiendo la ecuación anterior para Q_p [m³/h], y considerando la definición de recuperación, se encuentra que:

$$SP = \frac{Y \cdot (1 - Y)}{\eta_{HP}/\eta_{PX}} \cdot (P_f - P_d) \quad (A. 34)$$

También es posible considerar la energía requerida para la disposición final de la salmuera, cuya concentración S_C [kg/m³] a la salida del sistema estará dada por:

$$S_C = \frac{S_b - S_p \cdot Y}{1 - Y} \quad (A. 35)$$

Donde S_b [kg/m³] es la concentración del agua salobre, mientras que S_p [kg/m³] es la del agua desalinizada. Como la concentración de salida no es muy alta en relación con la de entrada, se puede mezclar la salmuera con un flujo de agua salina y desecharla en el acuífero o el mar. La mezcla tiene una concentración similar a la de entrada, así que no habrá una afectación en la zona de descarga.

Considerando que la mezcla tiene una concentración de sal R_a [%] veces mayor al flujo de entrada, con un balance de masas podemos calcular que el flujo de mezclado debe tener una magnitud igual a:

$$Q_{MZ} = \frac{Q_f}{R_a} \cdot \left(\frac{S_C}{S_b} - R_a - 1 \right) \quad (\text{A. 36})$$

Suponiendo una presión P_{MZ} [bar] a la salida de la bomba, la potencia requerida para el mezclado será igual a:

$$W_{MZ} = \frac{Q_f \cdot P_{MZ}}{R_a} \cdot \left(\frac{S_C}{S_b} - R_a - 1 \right) \quad (\text{A. 37})$$

Se consideró una presión de 1.0 bares al realizar cálculos en el Capítulo 3 de este documento, así como un factor R_a del 20%. Es decir, que el flujo de mezcla salga con una concentración 20% mayor a la del agua salobre.

Evaluación de las pérdidas de presión

Una vez determinadas las condiciones de operación del sistema, se puede proceder con la selección de bombas y componentes del sistema hidráulico. Por ello, ahora sí es importante estimar las pérdidas de cabezal que existen en el sistema, para así poder dimensionar correctamente los componentes. Las ecuaciones hidráulicas que aparecen en esta sección son adaptadas del capítulo 10 del libro de Crowe et al. (2015).

Primero, es necesario identificar el régimen del fluido dentro de las tuberías, para lo cual se calcula el número de Reynolds con la siguiente expresión:

$$Re = \frac{u \cdot \rho \cdot D}{\mu} = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho}{\pi \cdot D \cdot \mu} \quad (\text{A. 38})$$

Donde las propiedades físicas del fluido como densidad ρ [kg/m³] y viscosidad dinámica μ [Pas] se calculan a partir de las correlaciones experimentales indicadas en el Apéndice A, mientras que D [m] corresponde al diámetro interno de la tubería. Se considera que si el número de Reynolds es mayor a 3000 se tiene flujo turbulento, y si es menor a 2000 entonces el flujo es laminar.

Del régimen dependerá la expresión que se utiliza para determinar el coeficiente de fricción de Darcy-Weisbach f , que se utiliza en la siguiente ecuación para calcular la pérdida de cabezal en una sección de tubería:

$$h_f = 8 \cdot f \cdot \frac{L}{g \cdot D^5} \cdot \left(\frac{Q}{\pi}\right)^2 \quad (\text{A. 39})$$

Donde g [m/s²] es la aceleración por la gravedad, L [m] es la longitud de tubería, mientras que h_f [m] es la pérdida de cabezal. En el caso de un flujo laminar, el factor de fricción se podría calcular simplemente como:

$$f = \frac{64}{\text{Re}} \quad (\text{A. 40})$$

Mientras que en régimen turbulento se requiere recurrir a la siguiente correlación:

$$f = 0.25 \cdot \left(\log \left(\frac{k_s}{3.7 \cdot D} + \frac{5.74}{\text{Re}^{0.9}} \right) \right)^{-2} \quad (\text{A. 41})$$

Utilizamos esta correlación porque permite calcular directamente el coeficiente de fricción sin tener que resolver una ecuación no lineal. El coeficiente de rugosidad k_s [mm] depende del material de las tuberías, y considerando que son de acero se toma como valor referencial 0.046 milímetros.

Las pérdidas por fricción por longitud de tubería se conocen como pérdidas mayores, pero también existen pérdidas menores en el sistema, que son aquellas asociadas a accesorios como válvulas, codos, entre otros. Para un elemento en particular se puede calcular como:

$$h_m = K_m \cdot \frac{8}{g} \cdot \left(\frac{Q}{\pi \cdot D^2}\right)^2 \quad (\text{A. 42})$$

Donde K_m es un factor particular al tipo de elemento.

Selección de bombas

Para la selección bombas tenemos que definir la disposición geométrica de los elementos del sistema, y calcular las pérdidas asociadas para determinar el cabezal que debe ser capaz de generar cada bomba. La selección se realiza buscando una

bomba cuyo caudal y cabezal de operación en el punto deseado tengan la máxima eficiencia posible.

Empezamos realizando un esquema del sistema principal:

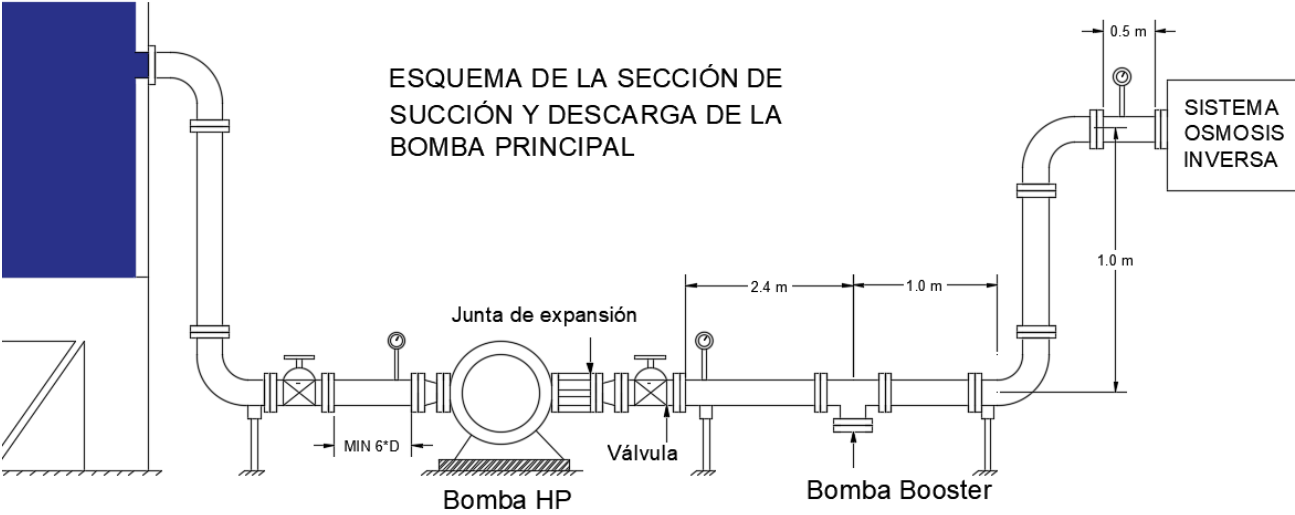


Gráfico A. 4 Esquema de las secciones de succión y descarga de la bomba HP

El sistema cuenta con un tanque de almacenamiento de agua salobre donde se realiza la cloración del fluido. Podemos escoger el nivel de agua en este tanque de manera que ayude a mantener el NPSH deseado en la bomba.

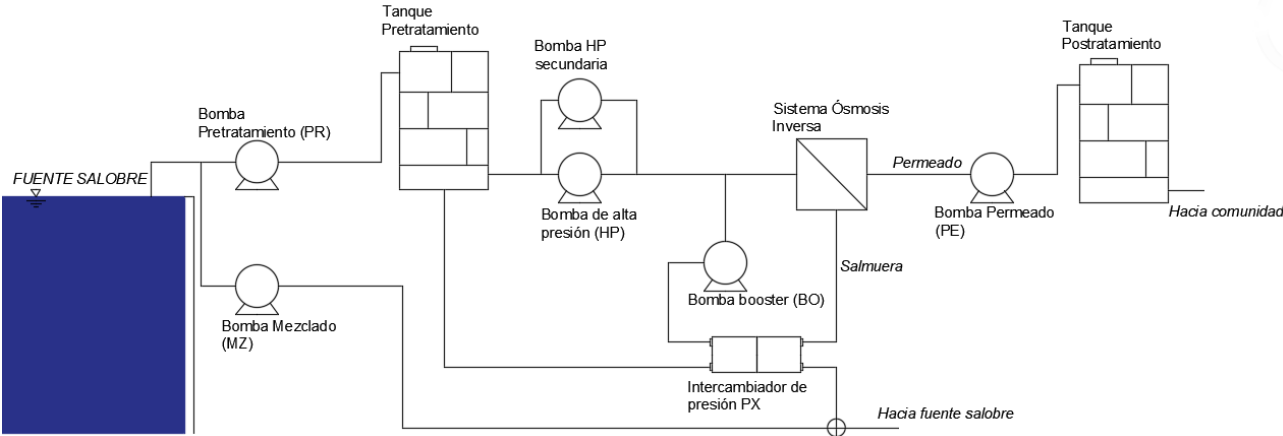


Gráfico A. 5 Esquema de la disposición de las bombas en el sistema

Para determinar el cabezal requerido por la bomba realizamos un balance de energía en las secciones AB y BC. En la sección BC se suman los caudales de la bomba principal y la compensación, y al llegar al sistema de membranas debe tener la presión de alimentación seleccionada. En cambio, en la sección AB, no fluirá todo el caudal de alimentación, ya que una parte se divierte al intercambiador de presión. Utilizando las ecuaciones de pérdidas hidráulicas de la sección anterior, el esquema, y los flujos en cada sección, se estima las pérdidas de cabezal entre la bomba principal y la entrada al depósito de presión:

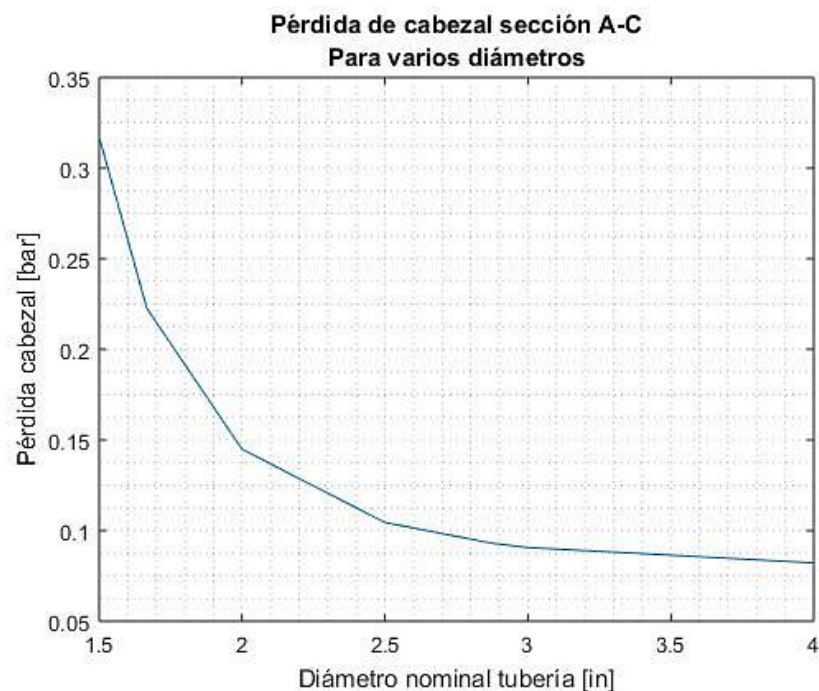


Gráfico A. 6 Pérdida de cabezal en la sección AC

La pérdida de cabezal decrece rápidamente, y se puede escoger como diámetro nominal de la tubería del sistema uno de 2 ½ pulgadas, ya que en diámetros superiores no se tiene una mejoría significativa. Con este diámetro se requerirá que la tubería de descarga L5 de la bomba tenga 2.4 metros de longitud, a partir del cual el flujo se habrá estabilizado. Aplicando este mismo diámetro a la tubería de descarga de la bomba de compensación, se tiene una pérdida de presión despreciable.

En el caso de las bombas secundarias, contamos con la bomba de mezclado, la bomba de permeado, y la bomba de pretratamiento. A diferencia de las bombas principales,

estas tienen como función primaria transportar el fluido, sin darle un cabezal significativo. Por ello, podría ser conveniente utilizar bombas de flujo axial.

Ahora, podemos definir los puntos de operación de nuestras bombas, y proceder con su selección:

Tabla A. 11 Selección de bombas

Bomba	Diseño		Selección			Potencia
	Caudal [m ³ /h]	Cabezal [m]	Modelo	Cabezal [m]	Eficiencia [%]	
Alta presión	4.5	103.0	EVMSU3-14	108.0	62	2.13
Compensación	7.9	11.3	3U4 32-200-1HP	13.3	47	0.61
Mezclado	22.0	5.0	3U4 50-125-1HP	6.5	63	0.62
Pretratamiento	12.4	15.0	EVMSUF15 - 4	15.4	72	0.72
Permeado	4.5	7.0	EVMSUF10 - 2	7.3	63	0.14
					TOTAL	4.22

Todas las bombas seleccionadas son fabricadas por la corporación EBARA, y se utilizó su herramienta de selección online para verificar rápidamente los modelos seleccionados. En el caso de la bomba principal también se estudió utilizar otros proveedores, pero al final resultó más conveniente en términos de potencia y características eléctricas la de EBARA. Un modelo alternativo que se encontró es uno de la serie GB de la marca Xylem, en particular el 25GB30, que daría un cabezal de 106 metros y con una potencia de 2.2 kW.

Además, también fue necesario considerar es factible alcanzar una mejor potencia en la bomba principal utilizando dos bombas conectadas en serie o en paralelo. Sin embargo, utilizando dos bombas EVMSUF 10-14 solo se consigue una mejoría de 0.13 kW, mientras que en paralelo no existe ningún ahorro en la potencia.

Apéndice F

Simulación y optimización de las baterías

Empezamos realizando una simulación del estado de carga de las baterías para verificar que para las condiciones de operación establecidas el sistema funciona adecuadamente. Para la simulación de verificación se necesita contar con un perfil horario de irradiación, y se tiene dos opciones. Primero, se puede adaptar la curva solar del Gráfico 2.4, y considerar como irradiación media diaria al mínimo mensual encontrado para una inclinación del panel de hasta 10°, que sería igual a 6.52 kWh/m² día.

Por otro lado, un análisis más certero significa transformar los datos meteorológicos horarios que se tienen en irradiación sobre una superficie inclinada, utilizando las ecuaciones que se desarrollaron en el Capítulo 2. Únicamente hay que modificar el factor de corrección, que ahora se calcularía como (Duffie & Beckman, 2013):

$$R_b = \frac{\cos(\lambda + \beta) \cos(\delta) \cos(w) + \sin(\lambda + \beta) \sin(\delta)}{\cos(\lambda) \cos(\delta) \cos(w) + \sin(\lambda) \sin(\delta)} \quad (\text{A. 43})$$

Donde β [°] es la inclinación del panel, mientras que λ [°] es la latitud donde se encuentra ubicado. Además, ahora se utiliza el ángulo horario, que representa el ángulo del sol en cielo a una determinada hora del día, y que se calcula como:

$$w = 15 \cdot t - 180 \quad (\text{A. 44})$$

Donde t representa la hora decimal del día. Además, ahora se tiene calcular declinación por cada día n del año, para lo cual podemos aplicar la siguiente ecuación:

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(360^\circ \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (\text{A. 45})$$

Finalmente, se escogió el modelo horario, con el fin de obtener resultados más reales y poder modelar mejor los cambios en la claridad del cielo.

La característica que más nos interesa al modelar la batería es su estado de carga (SOC), que se define como el porcentaje de carga que tiene el sistema en un momento determinado. Para calcular el SOC se debe aplicar la siguiente expresión:

$$SOC_{t+1} = SOC_t + \frac{E_{gen,t} - E_{inv,t}}{EBAT_{max}} \quad (\text{A. 46})$$

Donde E_{gen} [kWh/hora] es la energía generada por las fuentes renovables en cada momento, mientras que $E_{inv,t}$ [kWh/hora] corresponde a la demanda de energía horaria del inversor. Consideramos que el sistema empieza a operar cuando su banco de baterías (BBAT) tiene un estado de carga (SOC) inicial igual al 80%.

Además, es importante que considerar que la capacidad de las baterías depende de la velocidad de descarga; por ejemplo, para la batería referencial que se utilizó desde la sección 3.6, la UZS600-6, con los datos de su hoja técnica podemos definir la siguiente relación entre corriente y capacidad:

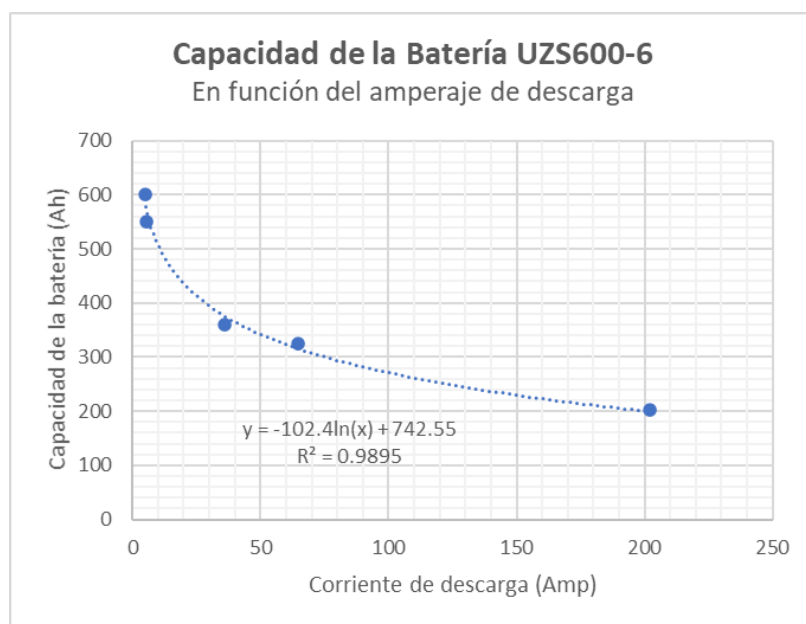


Gráfico A. 7 Capacidad de la batería en función de la corriente de descarga

Se puede aproximar la relación entre variables por medio de una regresión logística, la cual tiene un alto coeficiente de correlación. Entonces, determinando la corriente de descarga media, se puede calcular la capacidad real que tendrán las baterías.

A partir de la simulación de la batería se determina la duración y energía removida durante los ciclos de descarga, y se puede estimar la corriente de descarga de la batería utilizando esta ecuación:

$$I_{des} = \frac{1000 \cdot E_{des}}{V_{bat} \cdot t_{des} \cdot N_{BAT}} \quad (A. 47)$$

Donde E_{des} [kWh] es la energía descargada en el ciclo, mientras que t_{des} [h] es su duración. La variable V_{bat} [V] indica el voltaje de la batería, mientras que N_{BAT} es el número de baterías en el sistema. Al simular las baterías se determinará la corriente de descarga media, y se verificará la capacidad de las baterías para este valor, y si es necesario se lo modificará.

Una vez definido todo esto, se procedió a realizar la primera simulación, que arrojó los siguientes resultados:

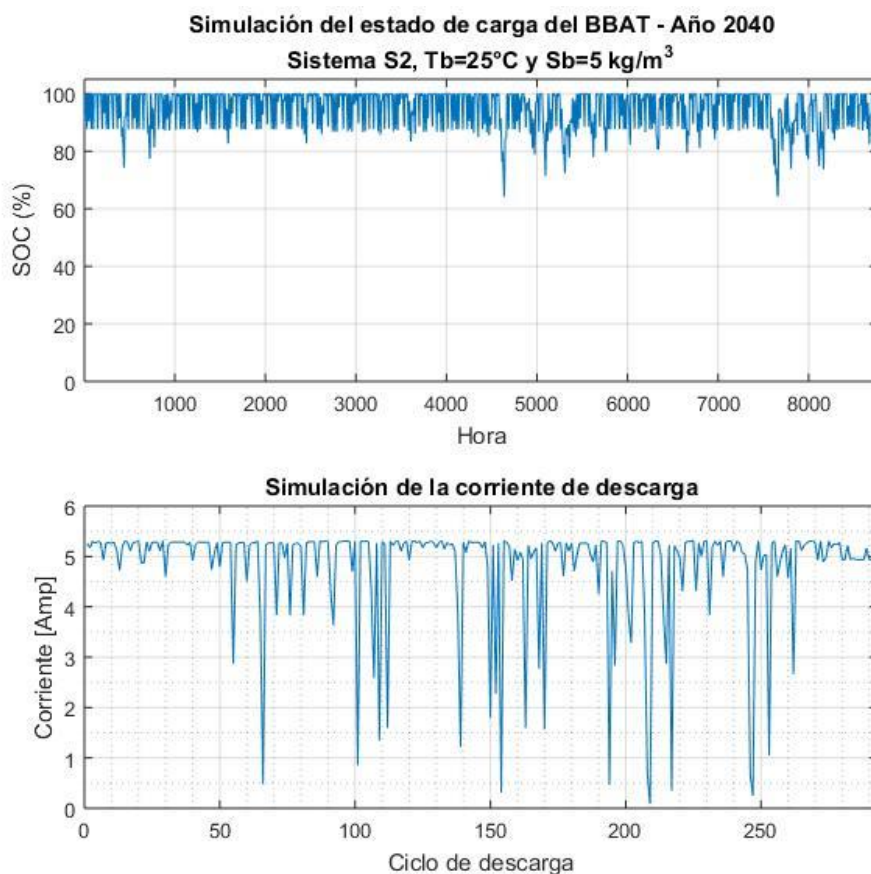


Gráfico A. 8 Resultados de la 1era simulación del BBAT.

Se observa que el sistema opera con una mejor profundidad de descarga que la diseñada, por lo que la duración de las baterías será aún mayor. Contando los picos en la curva se encuentra que existen alrededor de 330 ciclos de carga-descarga anuales, así que con un DOD medio del 11%, las baterías podrían estar durando hasta 20 años, abarcando prácticamente todo el período estudiado. No obstante, obtener un DOD tan

bajo nos indica que el sistema tiene un alto sobredimensionamiento, así que debería ser posible reducirlo. En el caso de la corriente se observa que esta tiene un valor medio de 5 A, así que la capacidad de las baterías se mantiene igual.

Para la optimización consideramos un sistema de baterías en paralelo, y que el sistema debe cumplir como mínimo con los 3 días de autonomía con carga completa, así que considerando que la demanda media diaria en el año 2040 es de 76 kWh/día, las baterías deben sumar al menos una capacidad de 4,400 Ah, lo que equivale a una batería de al menos 2,200 Ah. Entonces, nuestro rango de optimización será desde el mínimo, hasta la capacidad del sistema preseleccionado, que es igual a 10,200 Ah.

Además, se analiza el efecto que tendría una turbina eólica en función de la velocidad media del viento en la zona. Para ello, calculamos la potencia nominal utilizando la ecuación indicada en la sección 2.2.4, considerando referencialmente una turbina con un diámetro igual a 2.7 metros. Entonces, la potencia se puede estimar como:

$$W_{AE} = 2.03 \cdot \langle v \rangle^3 \quad (\text{A. 48})$$

Para comparar el rendimiento de cada tamaño de batería, se calcula por medio de la simulación los valores de profundidad de descarga, estado de carga mínimo, número de ciclos, y corriente de descarga. En el caso de la profundidad de descarga y corriente, no se calcula un valor medio, sino el percentil 90 (P_{90}) de los resultados en el año. Así, se reduce el impacto de valores pico, y se tiene una mejor aproximación de los valores que tendrán en la práctica.

Primero, encontramos que tanto el número de ciclos como la velocidad de descarga son virtualmente independientes de la capacidad del banco de baterías, como se puede observar en la siguiente gráfica de número de ciclos:

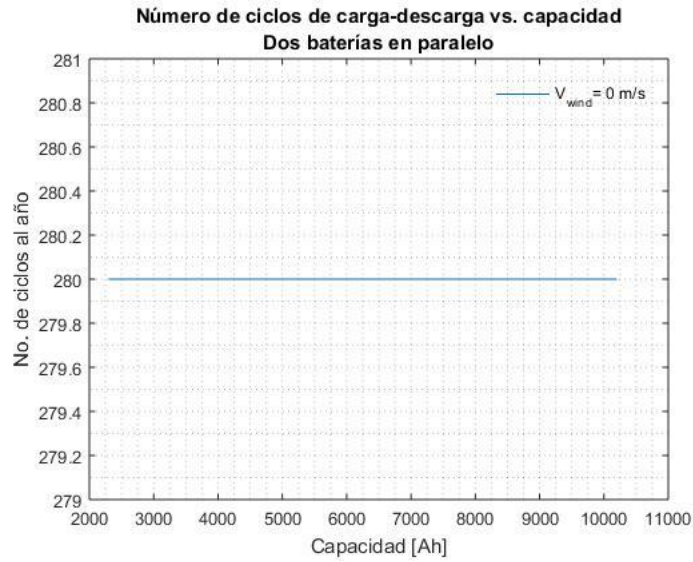


Gráfico A. 9 Ciclos de carga y descarga vs. capacidad del BBAT.

Para el sistema de dos baterías, la corriente de descarga será de aproximadamente 45.1 amperios, mientras que habrá alrededor de 280 ciclos de carga-descarga por año. Esto considerando que no se utilizan turbinas eólicas. Ahora, si se observa que la profundidad de descarga aumenta conforme disminuye la capacidad:

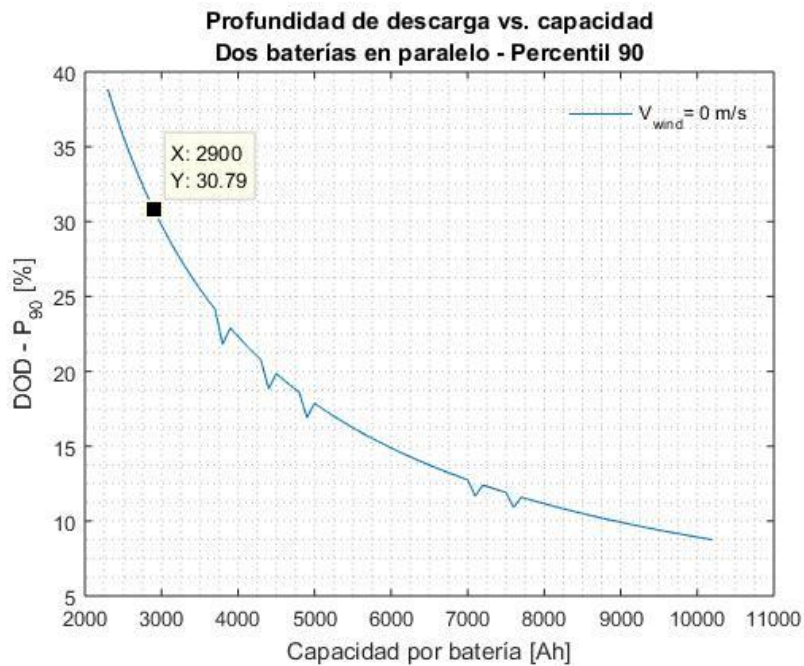


Gráfico A. 10 Profundidad de descarga vs. capacidad del BBAT

Los modelos de baterías más convenientes que se han encontrado en estas capacidades son las series OPzV y OPzS, de la marca Hoppecke, las cuales tienen una larga vida útil. Por ejemplo, para una profundidad de descarga del 30% su duración es de 5500 ciclos, por lo cual servirían para todo el período de 20 años. Entonces, escogemos este valor como la profundidad de descarga deseada para nuestro sistema, y nuestra capacidad de operación estará dada por el punto marcado en la gráfica. Es decir, las baterías del sistema deben tener, individualmente, una capacidad de 2,900 Ah.

No obstante, hay que revisar que durante el año no se tenga entonces una profundidad de descarga demasiado pequeña, así que graficamos por cada capacidad el valor mínimo de SOC que se observa en el año 2040:

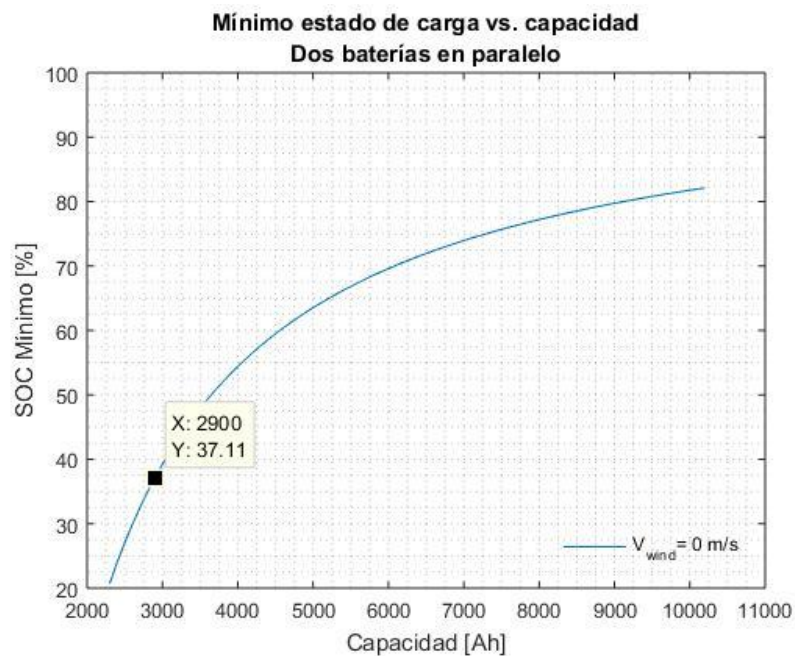


Gráfico A. 11 Mínimo estado de carga vs. capacidad del BBAT

Para la capacidad seleccionada, el mínimo valor es del 37.1%, que es mayor al mínimo permitido, que es un 20%. Considerando que este valor ocurre en el año 2040, cuando se tiene la mayor demanda energética, se puede concluir que la selección es satisfactoria.

Ahora, también hay que comprobar la variación de la capacidad en función de la corriente, así que recurrimos a la hoja de datos del fabricante, y podemos generar la siguiente curva de corriente vs. capacidad:

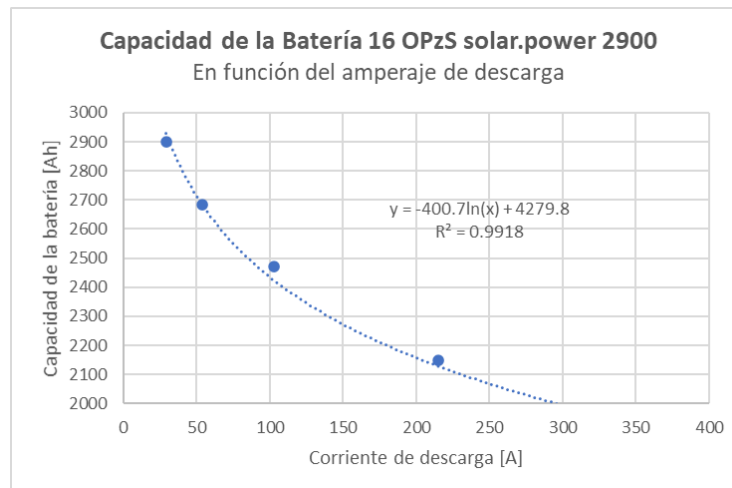


Gráfico A. 12 Curva logística de la batería 16 OPzS 2900

Nuevamente, se encuentra que los datos siguen una relación logística, lo que nos permite estimar que la capacidad real de las baterías con una corriente de 45.1 A, será aproximadamente igual a 2,750 Ah. Esto implica un DOD del 32%, así como una mínima descarga del 33%, por lo que el sistema aún es viable. Sin embargo, tras los 20 años será necesario reemplazarlas por unas de mayor capacidad. En lo que respecta al efecto de los aerogeneradores, se observa que mejoran el rendimiento de las baterías en gran medida. Por ejemplo, disminuyen la corriente:

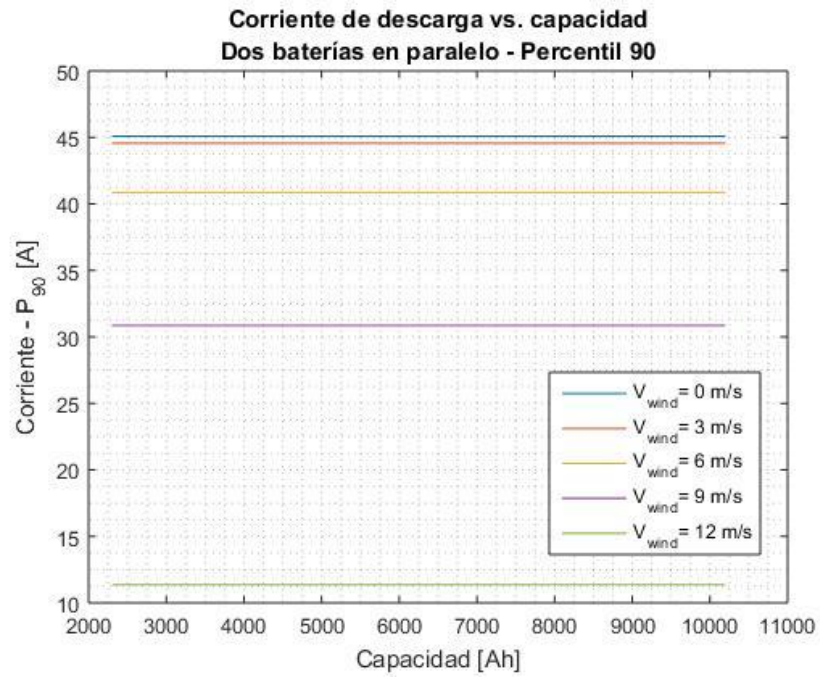


Gráfico A. 13 Variación de corriente con distintas velocidades medias de viento.

Apéndice G

Costos y análisis financiero

La siguiente tabla muestra el desglose de los costos asociados a los materiales para la construcción del sistema final, el cual utiliza los 48 paneles fotovoltaicos:

Tabla A. 12 Costos de los elementos del sistema

Parte	No.	C/U (USD)	Costo	Importación	C+I
Bomba HP	2	\$ 1,800.00	\$ 3,600.00	\$ -	\$ 3,600.00
Bomba BO	1	\$ 1,200.00	\$ 1,200.00	\$ -	\$ 1,200.00
Bomba MZ	1	\$ 800.00	\$ 800.00	\$ -	\$ 800.00
Bomba PR	1	\$ 800.00	\$ 800.00	\$ -	\$ 800.00
Bomba PE	1	\$ 800.00	\$ 800.00	\$ -	\$ 800.00
Tubería	-	-	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 1,000.00
Codos	9	\$ 25.00	\$ 225.00	\$ -	\$ 225.00
Tees	2	\$ 40.00	\$ 80.00	\$ -	\$ 80.00
Válvula	4	\$ 250.00	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 1,000.00
Válvula	6	\$ 150.00	\$ 900.00	\$ -	\$ 900.00
Válvula	3	\$ 250.00	\$ 750.00	\$ -	\$ 750.00
Manómetros	14	\$ 100.00	\$ 1,400.00	\$ -	\$ 1,400.00
Membrana	10	\$ 600.00	\$ 6,000.00	\$ 1,200.00	\$ 7,200.00
Depósito	2	\$ 1,600.00	\$ 3,200.00	\$ 640.00	\$ 3,840.00
Intercambiador	1	\$ 6,000.00	\$ 6,000.00	\$ 1,200.00	\$ 7,200.00
Tanque	-	-	\$ 10,000.00	\$ -	\$ 10,000.00
Panel PV	48	\$ 246.40	\$ 11,827.20	\$ -	\$ 11,827.20

Batería	2	\$ 23,880.00	\$ 47,760.00	\$ 9,552.00	\$ 57,312.00
Regulador	4	\$ 720.00	\$ 2,880.00	\$ 576.00	\$ 3,456.00
Fusibles	1	\$ 500.00	\$ 500.00	\$ -	\$ 500.00
Cables	-	-	\$ 500.00	\$ -	\$ 500.00
				SUBTOTAL	\$ 114,390.20
				Mano de obra	\$ 22,878.04
				Logística	\$ 17,158.53
				Imprevistos	\$ 11,439.02
				TOTAL	\$ 165,865.79

Para el análisis se consideró un costo de logística del 15% del subtotal, mientras que la mano de obra se fue el 20% de este subtotal, y los imprevistos corresponden a un 10%. Considerando como financiamiento las condiciones indicadas para BanEcuador, podemos desarrollar el siguiente flujo de caja:

Tabla A. 13 Flujo de efectivo anual del proyecto

Año	Agua [m ³]	Energía [kWh]	Ingresos [USD]	Egresos [USD]	Amortización [USD]	Flujo efectivo [USD]
2020	15168	34348	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2021	15541	34034	\$ 27,810.75	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 25,310.75
2022	15928	33617	\$ 28,439.98	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 25,939.98
2023	16329	33256	\$ 29,096.23	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 26,596.23
2024	16746	32778	\$ 29,771.80	\$ 2,500.00	\$ 35,177.74	\$ (7,905.95)
2025	17178	32417	\$ 30,479.45	\$ 8,200.00	\$ 35,177.74	\$ (12,898.29)
2026	17626	32046	\$ 31,213.96	\$ 2,500.00	\$ 35,177.74	\$ (6,463.78)
2027	18091	31521	\$ 31,969.18	\$ 2,500.00	\$ 35,177.74	\$ (5,708.57)

2028	18574	31137	\$ 32,761.06	\$ 2,500.00	\$ 35,177.74	\$ (4,916.68)
2029	19075	30616	\$ 33,577.03	\$ 2,500.00	\$ 35,177.74	\$ (4,100.71)
2030	19595	30128	\$ 34,426.82	\$ 2,500.00	\$ 35,177.74	\$ (3,250.92)
2031	20136	29664	\$ 35,311.32	\$ 15,200.00	\$ 35,177.74	\$ (15,066.42)
2032	20697	29088	\$ 36,225.15	\$ 2,500.00	\$ 35,177.74	\$ (1,452.59)
2033	21280	28473	\$ 37,173.55	\$ 2,500.00	\$ 35,177.74	\$ (504.19)
2034	21885	27948	\$ 38,164.41	\$ 2,500.00		\$ 35,664.41
2035	22514	27296	\$ 39,188.56	\$ 2,500.00		\$ 36,688.56
2036	23168	26701	\$ 40,256.85	\$ 2,500.00		\$ 37,756.85
2037	23847	26101	\$ 41,368.03	\$ 16,200.00		\$ 25,168.03
2038	24553	25421	\$ 42,520.20	\$ 2,500.00		\$ 40,020.20
2039	25287	24793	\$ 43,721.88	\$ 2,500.00		\$ 41,221.88
2040	26050	24164	\$ 44,972.55	\$ 2,500.00		\$ 42,472.55
					TOTAL	\$ 274,571.34
					NPV	\$77,172.45
					MIRR	15.0%

Considerando un costo del metro cúbico de permeado igual a 1.68 USD, mientras que la comercialización de la energía aporta con 0.05 USD/kWh. El costo de oportunidad se considera igual al 10%, equivalente a la tasa del préstamo bancario, mientras que la tasa de reinversión del proyecto es del 5%. El flujo de caja es simplificado ya que no se consideran impuestos, depreciaciones, y otros parámetros contables.

El principal indicador financiero que se utilizó fue la tasa interna de retorno modificada (MIRR), la cual representa la tasa de rentabilidad del proyecto en los 20 años de estudio. El MIRR permite estudiar flujos de caja no convencionales, donde existe más de un cambio de signo en los flujos de efectivo anuales. Además, permite considerar una tasa de reinversión distinta a la de oportunidad, que representa como los flujos

positivos de efectivo pueden ser reinvertidos en otros proyectos para generar intereses. En nuestro caso, en vez de un proyecto se planteó invertirlos en depósitos a plazo bancarios; en el Banco del Pacífico, por ejemplo, estos generan tasas de interés de hasta el 7.25%, dependiendo del plazo y el monto. En el proyecto se utilizó un valor medio del 5%.

En el caso de la amortización, consideramos que tenemos 10 años plazo para pagar, y que los pagos se realizan una vez al año, pasados los 3 años de gracia. Considerando una tasa anual constante del 9.7%, y el método francés de amortización – donde se paga cuotas fijas para cancelar el préstamo – se puede calcular el valor de la amortización anual A [USD] utilizando la siguiente expresión:

$$A = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} * P_0 \quad (A. 49)$$

Donde i [%] representa la tasa de interés en el período, n [años] es el número de períodos, mientras que P_0 [USD] es la magnitud del préstamo. Considerando que en el período de gracia también se generan intereses, podemos generar la siguiente tabla:

Tabla A. 14 Tabla de amortización

Deuda año 2021	\$ 165,865.79
Deuda año 2024	\$ 218,966.01
Plazo (años)	10
Pagos por año	1
Tasa	9.70%
Cuota anual	\$ 35,177.74

Con estos datos se generó los flujos de efectivo, que permiten estimar la tarifa que tendrá el agua. No obstante, hay que considerar que el proyecto real tendrá un costo ligeramente mayor, ya que se considerará otros parámetros contables y equipos secundarios que no alcanzaron a ser seleccionados para el análisis de prefactibilidad que se realizó en este proyecto.