

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



Universidad de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE UNA PLANTA DESALADORA ABASTECIDA POR
ENERGÍAS RENOVABLES**

AUTOR: Diego González Fariña

TUTOR: Vicente José Romero Ternero

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ÍNDICE GENERAL

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE UNA PLANTA DESALADORA ABASTECIDA POR
ENERGÍAS RENOVABLES**

AUTOR: Diego González Fariña

TUTOR: Vicente José Romero Ternero

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

MEMORIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE UNA PLANTA DESALADORA ABASTECIDA POR
ENERGÍAS RENOVABLES**

AUTOR: Diego González Fariña

TUTOR: Vicente José Romero Ternero

HOJA DE IDENTIFICACIÓN

TÍTULO DEL PROYECTO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DESALADORA ABASTECIDA POR ENERGÍAS RENOVABLES

DATOS DEL PETICIONARIO

RAZÓN SOCIAL: ESCUETA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA,
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

DOMICILIO: CAMPUS DE ANCHIETA. AVDA. ASTROFÍSICO FCO. SÁNCHEZ
S/N. EDIFICIO GAROÉ 38206, LA LAGUNA TENERIFE, ESPAÑA

TELÉFONO: 922 845289/90/91

DATOS DEL AUTOR

AUTOR: DIEGO GONZÁLEZ FARIÑA

DNI: 78857624-P

DATOS DEL TUTOR

TUTOR: VICENTE JOSÉ ROMERO TERNERO

FECHA

10 DE JULIO DE 2015

Índice:

1. Objeto	3
2. Alcance	4
3. Justificación del proyecto (en el objeto)	7
4. Antecedentes	8
4.1. Introducción histórica de la desalación	8
4.2. Tecnologías de desalación y procesos de filtración	9
4.3. Principios de la desalación por ósmosis inversa	9
4.4. Problema del agua en Canarias	10
4.5. Desalación en Canarias	12
4.6. Desalación y energías renovables	14
5. Normas y referencias	17
5.1. Normativa aplicable	17
5.2. Bibliografía	18
6. Definiciones y abreviaturas	¡Error! Marcador no definido.
7. Requisitos de diseño	23
8. Situación y emplazamiento	25
9. Análisis de soluciones	42
9.1. Sistema de captación	42
9.1.1. Pozos de captación	43
9.1.2. Tuberías de captación.....	45
9.1.3. Bombas de captación.....	47
9.2. Pretratamiento físico	48
9.3. Núcleo de desalación	49
9.3.1. Dimensionado del bastidor de ósmosis inversa.....	49
9.3.2. Bomba de alta presión	60
9.3.3. Bomba Booster o de circulación	62
9.4. Distribución del agua producto	63
9.4.1. Tubería de distribución.....	64
9.4.2. Bomba de distribución	65
9.5. Ajuste de los parámetros finales de la planta	66
9.6. Sistema de abastecimiento energético	68

9.6.1.	Sistema eólico de abastecimiento energético	70
9.6.2.	Sistema solar de abastecimiento energético	77
10.	Resultados de la solución adoptada	84
10.1.	Emplazamiento	84
10.2.	Captación de agua de mar	85
10.3.	Pretratamiento físico	87
10.4.	Núcleo de desalación	87
10.4.1.	Sistema de desalación de ósmosis inversa	87
10.4.2.	Bomba de alta presión	88
10.4.3.	Bomba Booster	89
10.4.4.	Recuperación de energía. Intercambiadores de presión	91
10.5.	Distribución del agua producto	92
10.6.	Sistema de abastecimiento energético por energías renovables	94
10.6.1.	Sistema eólico	94
10.6.2.	Sistema solar	95
10.7.	Resumen de resultados	97
10.7.1.	Características dimensionales y mecánicas	97
10.7.2.	Características energéticas	99
11.	Conclusiones	100

1. Objeto

Este trabajo de fin de grado plantea dos objetivos claros, uno de aspecto académico como es la superación de la asignatura Trabajo Fin de Grado, y otro tiene un enfoque más técnico, como es el diseño de una planta desaladora abastecida por energías renovables, concretamente, eólica y solar.

La asignatura Trabajo Fin de Grado pretende plantear la elaboración de un proyecto técnico, con el fin de que el alumno pueda plasmar y desarrollar en él las competencias adquiridas a lo largo de los estudios de la titulación, como no, en el ámbito de la ingeniería industrial especialidad en mecánica.

La extensión y el gran número de campos abarcados, es la característica principal del trabajo de fin de grado, ya que expone al alumno ante una gran cantidad de situaciones que deberá enfrentar y solucionar de la manera más simple y eficiente posible, de la misma manera que se espera que haga durante su profesión en el mundo laboral.

También, como se acaba de comentar, el presente proyecto está destinado al estudio y diseño de una planta desaladora de agua de mar en el sur de la isla de Tenerife, abastecido por energía eólica y solar, con el fin de alcanzar el autoconsumo por energías renovables o al menos, minimizar en la medida de lo posible la dependencia de la red.

Abstract

This Project has two important aims. The first one is for academic interest, since it is the document which includes most of knowledge of the degree, and in which it is expected to show so many competences as possible. It's a summary of developed competences along the degree.

The principal characteristic of this End of Degree Project is the big quantity of different areas involved in it. This suppose the author is expected to face and solve numerous situations of different nature, and make it on the most efficient and simple way.

On the other hand, this elaboration pretends to develop a technical project, about the design and sizing of a Reverse Osmosis desalination plant supplied by renewable energies, specifically, solar and wind power.

2. Alcance

El estudio y diseño que se va a realizar estará enfocado a la implantación de una planta desaladora de agua de mar con una capacidad para 5000 m³/día, destinada al abastecimiento de agua potable en la zona costera de la comarca sureste de Tenerife, situada concretamente en el Polígono Industrial de Granadilla.

Con esta planta se pretende aportar un nuevo punto de abastecimiento de agua potable a la comarca, con el principal objetivo de reducir la gran dependencia existente de los recursos hídricos subterráneos, lo que ha resultado en una sobreexplotación de los mismos.

Se estudiarán y definirán las características mecánicas y energéticas del sistema, centrándonos en el núcleo de desalación, la captación del agua de mar, el pretratamiento, la distribución del producto y el estudio eólico y solar para el dimensionado de los sistemas de abastecimiento energético.

A continuación se detalla qué puntos formarán parte del estudio:

- Determinación de la situación y el emplazamiento

- Determinación de la capacidad de la planta

- Sistema de captación:
 - Determinación del tipo de captación
 - Dimensionado de las conducciones de captación
 - Dimensionado y selección de la bomba de captación

- Pretratamiento físico:
 - Determinación del tipo de pretratamiento físico y cálculo del número de

elementos necesarios

- Núcleo de desalación:
 - Diseño y dimensionado del bastidor de ósmosis inversa
 - Dimensionado y selección de la bomba de alta presión y Booster
 - Determinación y dimensionado del sistema de recuperación de energía

- Distribución del agua producto:
 - Dimensionado de las conducciones de distribución
 - Dimensionado y selección de la bomba de distribución

- Sistema eólico:
 - Diseño y dimensionado del sistema de captación eólica
 - Selección del tipo de aerogenerador

- Sistema solar:
 - Diseño y dimensionado del sistema de captación solar fotovoltaico
 - Selección del modelo de módulo fotovoltaico y del inversor

No serán objeto de estudio los siguientes puntos:

- Válvulas y demás accesorios de control y distribución para las conducciones

- Instalaciones eléctricas, electrónicas y de automatización y control, como el variador de frecuencia
- Pretratamiento químico y Postratamiento
- Sistema para el tratamiento de la salmuera
- Obras civiles de la planta y sistemas energéticos
- Pliego de condiciones (no requerido al no tratarse de un proyecto constructivo)
- Presupuesto (falta de facilitación de datos. No requerido al no tratarse de un proyecto constructivo)
- Estudio de Seguridad y Salud (no requerido al no tratarse de un proyecto constructivo)

3. Justificación del proyecto (en el objeto)

El gran aumento del consumo de agua en la isla de Tenerife en las últimas décadas, motivado por el incremento poblacional y sobre todo por la actividad turística, ha desencadenado un importante problema para la isla, y también para el resto del archipiélago, más preocupante en las islas más orientales y Gran Canaria.

El resultado de esto ha sido una sobreexplotación de los acuíferos, en especial de los de las comarcas de la vertiente sur, que no sólo los está agotando, sino que está empeorando la calidad de las aguas extraídas. Por ello, se ha requerido la utilización de alternativas como la reutilización, pero sobre todo de la desalación.

Este proyecto es una oportunidad ideal para reducir la demanda que sufren los recursos subterráneos, con el fin de permitirles una tregua y reducir su explotación a un ritmo en el que se favorezca la recuperación de los mismos.

Dado que la mayor actividad social se encuentra en las zonas bajas y costeras, aprovechando la cercanía del mar, una buena solución es añadir desaladoras que suministren el agua necesaria para dichas zonas, mientras que las medianías y zonas altas pueden seguir siendo abastecidas por las aguas subterráneas.

La planta de 5000 m³/día que se pretende instalar en el Polígono Industrial de Granadilla, se ajusta a la perfección a la demanda actual, y a corto y largo plazo, del conjunto polígono industrial-puerto comercial, ya que la demanda prevista ronda los 4500-5000 m³/día.

Por otro lado, la utilización de energías renovables tiene una gran relevancia hoy en día, además de numerosas ventajas como la reducción de las emisiones derivadas de la quema de combustibles fósiles, el aprovechamiento de recursos naturales inagotables, etc., además, Tenerife ofrece un importante potencial eólico y solar, más acentuado en las zonas bajas de la cara sureste de la isla, donde ya es evidente este hecho con la existencia de varios parques eólicos con una potencia total en torno a los 20 MW, así como campos solares de gran tamaño, cuya potencia total asciende en horas pico hasta los 90 MW de generación eléctrica.

Estos y otros aspectos justifican completamente la implantación de la planta desaladora a estudio, con las novedosas características que se analizarán en el presente proyecto.

4. Antecedentes

4.1. Introducción histórica de la desalación

El gran desarrollo poblacional y el aumento de la demanda de agua, frente a la limitación de los recursos hídricos, plantea un amplio debate en el que destaca la búsqueda de alternativas que permitan paliar la escasez de agua. Entre los diversos métodos utilizables para generar nuevos recursos destaca la desalación de agua, y entre los diversos procesos, la ósmosis inversa.

Las principales ventajas de este proceso son la adaptación tanto a plantas de baja como de alta producción, y el hecho de que no requiere aportación de energía calorífica como ocurre en los procesos de destilación, ya que se trabaja a temperatura ambiente y se requiere únicamente la aportación de energía mecánica.

La ósmosis inversa ha sido estudiada desde hace algo más de dos siglos, sin embargo, no fue hasta la década de los 50 cuando se buscó la implantación a un proceso comercial. Las primeras investigaciones fueron llevadas a cabo por UOP, Du Pont y Dow Chemical (el fabricante de membranas utilizado en el presente proyecto, como se verá más adelante).

Las primeras aplicaciones se centraron en las aguas salobres, y no fue hasta años más tarde, después de un desarrollo importante de las membranas, cuando se pudo obtener membranas con aplicaciones para el agua de mar. Se desarrollaron configuraciones planas, tubulares y en espiral, de entre las que destacan por su consolidación actualmente, las de fibra hueca y en espiral.

A partir de finales de los 70 y principios de los 80 se produjo un espectacular crecimiento de esta tecnología, que ha derivado en que en la actualidad se trate del procedimiento más novedoso y utilizado en los procesos de desalinización. Algunas plantas construidas en los últimos años han superado el umbral de los 200000 m³/día, como es el caso de la IDAM (Instalación Desaladora de Agua de Mar) de Torre Vieja, que con 240000 m³/día es la más grande de Europa, la de Ashdod (Israel), que con una capacidad de 384000 m³/día es la segunda más grande del mundo, o la de Sorek (Israel), proclamada como la de mayor capacidad del mundo con una capacidad de 624000 m³/día.

4.2. Tecnologías de desalación y procesos de filtración

Los principales procesos para desalación son la ósmosis inversa, el intercambio iónico, la destilación y la electrodiálisis.

El intercambio iónico se utiliza para aguas poco concentradas, del orden de centenas de mg/l. Se basa en el intercambio iónico de H⁺ y OH⁻ facilitado por la utilización de resinas adecuadas para tal efecto, con el objetivo de fijar los iones del electrolito (agua).

La destilación es el proceso más aplicable para aguas de altísima concentración, con valores superiores a 10000 mg/l y que podrían incluso llegar a los 100000 mg/l. Su fundamento es la evaporación del agua y posterior condensación, que posibilita casi una total separación entre agua y sales.

Por último, la electrodiálisis es aplicable a un rango de concentración del agua medio, similar al de la ósmosis inversa, en un intervalo en torno a 1000-50000 mg/l. El proceso consiste en la separación electroquímica, donde los iones son transferidos a través de membranas de una solución más concentrada a otra menos concentrada..

En función del tamaño de las partículas eliminadas se pueden separar los procesos de membrana en microfiltración (diámetro de partículas entre 0,2 y 10 micras y presiones en torno a 2 atm.), ultrafiltración (diámetro entre 1 y 100 nm y presiones entre 1 y 10 atm), nanofiltración (diámetro aproximadamente de 1 nm y pesos moleculares superiores a 200-400) y ósmosis inversa, que no constituye en sí un proceso de filtración, sino de difusión a través de una membrana semipermeable (partículas con pesos moleculares inferiores a 3000).

4.3. Principios de la desalación por ósmosis inversa

- Ósmosis directa

La ósmosis directa es un proceso natural y espontáneo, que se produce cuando hay dos disoluciones de concentración diferente en contacto, a través de una membrana semipermeable, que permita el paso de las moléculas de disolvente pero no las de soluto. Lo que sucede es que existe un gradiente de concentración salina entre ambas disoluciones, y parte del disolvente de la disolución menos concentrada pasará a la disolución más

concentrada para intentar diluirla y equilibrar las concentraciones de soluto. El proceso se detiene cuando se genera una presión extra debido a la diferencia de altura en la columna de líquido, denominada presión osmótica.

- Ósmosis inversa

Atendiendo al caso anterior, si aplicamos sobre la disolución más concentrada una presión mayor o igual a la osmótica se consigue revertir el proceso, resultando en el ya citado proceso de ósmosis inversa.

Este proceso es eficaz para separar sólidos disueltos del agua salobre, del agua de mar y otras soluciones acuosas, para aplicaciones industriales, comerciales, agua potable, agricultura y otros usos.

Cabe destacar que no se trata de un proceso de filtración, ya que la membrana no está dotada de poros, sino que se trata de un proceso de difusión a través de la membrana. Las moléculas de agua son capaces de atravesar la membrana, dejando atrás casi la totalidad de sus sales y otras impurezas como materia orgánica, coloides, sílice y organismos microbiológicos que pueden afectar a la salud humana.

La ósmosis inversa se trata de un proceso continuo con tres flujos distintos, uno de entrada y dos de salida:

- Agua de alimentación o agua bruta
- Agua producto o permeado
- Agua de rechazo, concentrado o salmuera

Las variables de operación que entran en juego en la ósmosis inversa serán tratadas en el Anexo I.

4.4. Problema del agua en Canarias

Las Islas Canarias, por su situación geográfica, están sometidas a un clima seco, con escasez de lluvias, muchas veces en forma torrencial, y períodos de sequías a veces muy prolongados.

Desde que las Islas Canarias estuvieron habitadas, la situación de equilibrio entre los recursos hídricos procedentes del ciclo hidrológico (incluyendo los derivados de la lluvia horizontal) y los consumos de la escasa población para sus necesidades agrícolas y de supervivencia se mantuvieron en un equilibrio precario pero cierto (los manantiales y algunas lagunas) eran suficientes. Sin embargo, en el momento que las Islas Canarias se incorporan a la dinámica de una sociedad europea se incrementan las necesidades de agua, tanto por el aumento de la población como por el aumento de las superficies destinadas a la agricultura, rompiéndose ese equilibrio.

Por suerte para Canarias, el estrangulamiento hídrico coincide con el desarrollo de las tecnologías de desalación de agua de mar, lo cual ha permitido continuar la expansión de la población y del turismo más allá de los límites impuestos por los recursos hídricos de las islas. Esta situación se ha visto favorecida, además, por el práctico abandono de las actividades agrarias tradicionales, fuertemente consumidoras de agua. Sin embargo, hay que reconocer que esta producción de agua es dependiente de la disponibilidad de recursos energéticos, y ello puede suponer una grave amenaza en un futuro próximo.

Para hacerse una idea de la situación actual y lo importante que ha sido la utilización de tecnologías alternativas para la obtención de agua potable, en especial la desalación, según datos de Tecnoagua para el año 2009, la distribución de recursos y consumo de agua es el siguiente:

Recursos	hm³	Consumos	hm³
Superficiales	18,9	Agrícola	231,8
Subterráneos	344,6	Urbano	174,3
Desalación	121,0	Turístico	54,4
Reutilización	28,3	Industrial	14,6
		Recreativo	18,5
		Otros usos	2,5
Total	512,8	Total	496,1

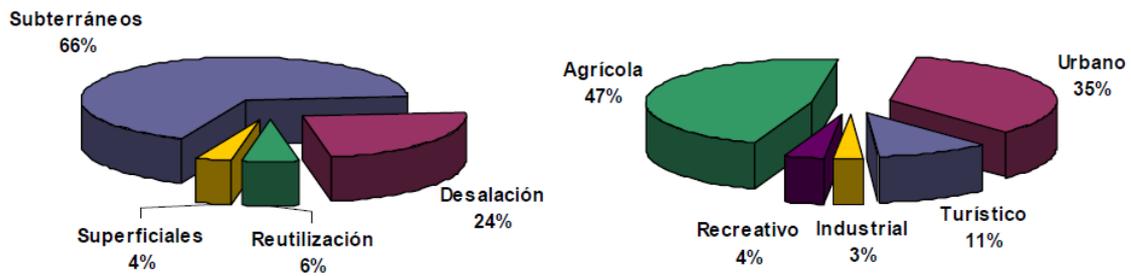


Imagen 1. Recursos y consumo hídricos en Canarias según el sector (Tecnoagua 2009)

La demanda está satisfecha como se aprecia en la tabla anterior, pero hay que destacar que esto es gracias a que el 30% de los recursos proceden de la desalación (24%) y la reutilización de aguas (6%).

4.5. Desalación en Canarias

La primera planta desaladora, del tipo MSF (Multiple Stage Flash Destillation en inglés, o Destilación Súbita Multietapa, en español, se instaló en la isla de Lanzarote en el año 1964; a esta siguió otra del mismo tipo en Gran Canaria, de 20.000m³/día, en el año 1970 (producía agua y electricidad). En 1972 se instala la primera planta de Compresión de Vapor (CV) en Lanzarote y en 1976 se instala la primera planta osmosis inversa (OI) para uso agrícola en Fuerteventura. En la década de 1980-90 se instalan plantas de C.V. y O.I. en las islas de Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria, destacando la unidad de O.I., de Las Palmas II, con una producción de 36.000m³/día, primera en el mundo que incorpora membranas en espiral.

En el año 1999 se instala la primera planta desaladora en Arona, isla de Tenerife, con una producción de 20.000m³/día. La mayor planta de desalación en las Islas Canarias es Las Palmas III, con una capacidad de producción de agua potable de 58.000m³/día y que abastece a una parte importante de la ciudad de Las Palmas.

La isla que tiene una mayor dependencia del agua de mar desalada es Lanzarote (el 99 % del consumo), seguida de Fuerteventura (más del 60 % del consumo total) y Gran Canaria. En todas estas islas, además de Tenerife, el agua desalada es el apoyo fundamental del

desarrollo alcanzado y especialmente del gran auge turístico.

En 2009 Canarias ofrecía los siguientes datos en cuanto a desalación con respecto al resto de Comunidades Autónomas. La capacidad de desalación del gráfico de la derecha está expresada en $\text{hm}^3/\text{año}$:

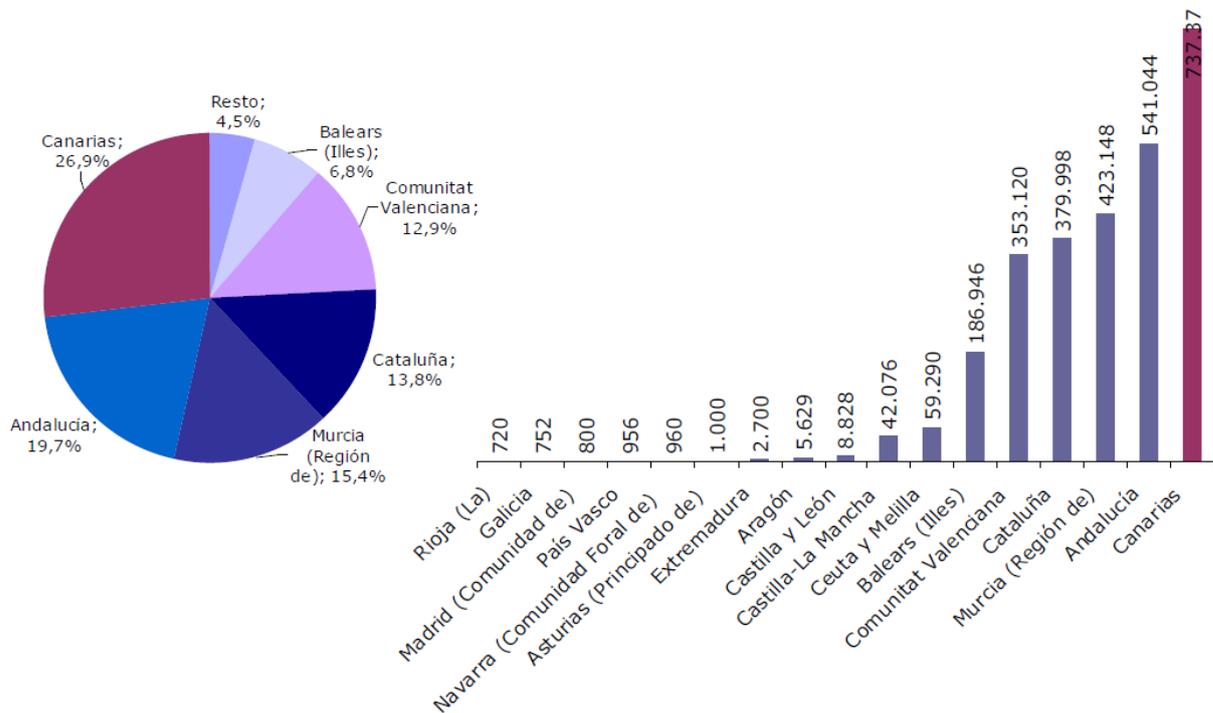


Imagen 2. Capacidad de desalación por Comunidades Autónomas (Tecnoagua 2009)

La siguiente tabla también muestra un resumen de la cantidad de desaladoras, el volumen de agua desalada y porcentaje del consumo total que corresponde a agua desalada, por cada una de las islas:

	LZ	FT	GC	TF	LG	EH	LP
Nº total de desaladoras	49	66	129	46	0	2	1
Volumen total de agua desalada (hm^3/a)	16,9	11,9	77,1	18,0	0,0	0,5	0,1
% del volumen total de agua consumido en la isla	99%	86%	52%	9%	0%	19%	0%

Imagen 3. Desaladoras instaladas en Canarias (Tecnoagua 2009)

A pesar del gran número de desaladoras, sólo tres superan los $30000 \text{ m}^3/\text{día}$ de

producción, ya que la mayoría se trata de desaladoras de pequeño y medio tamaño. El gráfico siguiente es bastante representativo de este hecho:

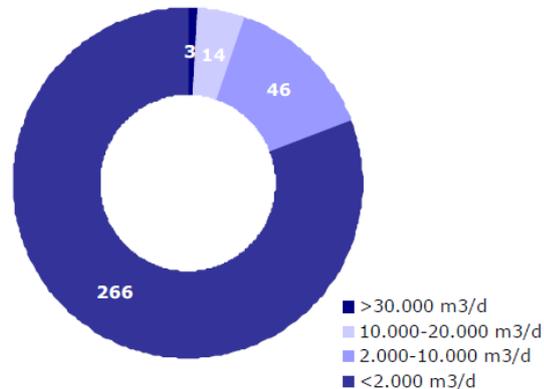


Imagen 4. Distribución de las desaladoras en Canarias según su capacidad (Tecnoagua 2009)

También se facilita una tabla resumen de la distribución del agua desalada entre las distintas tecnologías presentes en las islas:

Tecnología	Origen del agua	Capacidad instalada (m ³ /d)
Destilación multiefecto (ME)	Agua de mar	39.600 ¹
Compresión de vapor (VC)	Agua de mar	11.730
Ósmosis inversa (OI)	Agua de mar/Aguas salobres	489.982
Electrodiálisis reversible (EDR)	Aguas salobres	42.373

¹ Se dispone de una planta de 36.000 m³/d en Gran Canaria en modo reserva.

Imagen 5. Capacidad de desalación en Canarias según tipo de tecnología

4.6. Desalación y energías renovables

El Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria fue pionero en el mundo de estudios teóricos encaminados a determinar las posibilidades de la desalación de agua de mar con energía eólica, a gran escala.

En este marco de investigación se diseñó y analizó el comportamiento de tres sistemas de desalación de agua de mar con accionamiento eléctrico, para acoplarlos a parques eólicos en forma aislada: tales fueron la ósmosis inversa, la electrodiálisis reversible y la compresión de vapor.

Como consecuencia de estos trabajos de laboratorio se comprobó la corrección del modelo teórico y se constató que el sistema de desalación por ósmosis inversa era el más apropiado para estos casos, desechándose los sistemas de compresión de vapor y electrodiálisis reversible para la desalación de agua de mar a gran escala a partir de la energía eólica.

Hoy en día existen plantas de mediana capacidad funcionando con esta tecnología cada vez más aplicada, como es el caso de la planta desaladora de Corralejo, con una capacidad de 4000 m³/día y abastecida energéticamente por dos aerogeneradores de 850 kW de potencia máxima. En picos de producción los aerogeneradores son capaces de suplir el 100% de la demanda de la planta, mientras que de manera promedio, aportan el 80% de la misma.



Imagen 6. Personas reunidas junto a los aerogeneradores de la desaladora de Corralejo

También existen casos, y sobre todo prototipos, de plantas desaladoras de ósmosis inversa abastecidas por energía solar fotovoltaica. Un caso curioso es el del proyecto DESSOL del ITC, que implantó cuatro plantas abastecidas por energía solar fotovoltaica, autónomas y aisladas de la red eléctrica, en determinados puntos del África Subsahariana. Eso sí, se tratan de plantas de pequeña capacidad.



Imagen 7. Plantas desaladoras autónomas del proyecto DESSOL (ITC)

5. Normas y referencias

5.1. Normativa aplicable

- Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Guía técnica de aplicación para instalaciones de energías renovables. Instalaciones eólicas. Gobierno de Canarias
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- UNE-EN 60364-7-712 sobre instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV)
- UNE-EN 62109 sobre seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos
- Plan Energético de Canarias 2007 (PECAN). Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías.
- PER (2011-2020). Plan de Energías Renovables. IDEA
- Plan Hidrológico de Tenerife (PHT). Cabildo de Tenerife
- Plan Insular de Ordenación de Tenerife (PIOT). Cabildo de Tenerife
- Ley de Espacios Naturales de Canarias
- Real Decreto 140/2003, de 7 de febrero, por el que se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano.

- UNE 157001:2002, Criterios generales para la elaboración de proyectos
- UNE-EN ISO 5455, Dibujos técnicos: Escalas.
- UNE 1027:1995. Dibujos técnicos: Plegado de planos

5.2. Bibliografía

Libros:

- A.Robb, Louis (1997). *Diccionario para Ingenieros*. México: Cecsa.
- Iglesias, Manuel Fariña (1999). *ÓSMOSIS INVERSA. Fundamentos, tecnología y aplicaciones*. España: McGRAW-HILL.
- Medina San Juan, José Antonio (1999). *Desalación de aguas salobres y de mar. Ósmosis Inversa*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- Soriano, José Agüera (2002). *Mecánica de fluidos incompresibles y turbomáquinas hidráulicas*. 5ª Edición actualizada. Madrid: Ciencia 3 S.L.
- Veza, José Miguel (2002). *Introducción a la desalación de aguas*. Las Palmas de Gran Canaria: Universidad de las Palmas de Gran Canaria.
- González Olarrabia, Pedro María (2012). *Desalación de agua mediante ósmosis inversa, Ingeniería Constructiva*. Madrid: Editor Antonio Madrid Vicente
- Formación, Berau Veritas, Méndez Muñiz, Javier María y Cuervo García, Rafael (2011). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: FC Editorial.
- Fernández Salgado, José María (2011). *Guía completa de la energía eólica*.

Madrid: Editor Antonio Madrid Vicente.

Referencias electrónicas:

- Dow Filmtec Membranes:
http://www.dowwaterandprocess.com/en/products/reverse_osmosis_and_nanofiltration/sea_water_elements
- Bombas Grundfos: <http://es.grundfos.com>
- Bombas KSB: <http://www.ksb.com/ksb-en/>
- Bombas Lowara (Xylem): <http://lowara.com/>
- ERI (Energy Recovery Inc). Bombas y recuperación de energía:
<http://www.energyrecovery.com/?lang=es>
- Calplas: <http://www.calplas.com/inicio/>
- GRAFCAN: <http://visor.grafcan.es>
- ITC. Recurso eólico: <http://www.itccanarias.org/recursoeolico/>
- Agencia estatal de meteorología: <http://www.aemet.es/es/portada>
- Consejo Insular de Aguas de Tenerife: <http://www.aguastenerife.org/>
- Fundación Centro Canario del Agua (FCCA): <http://www.fcca.es>
- Infoeólica: <http://www.infoeolica.com/grandes.html>

- EOI (Escuela de Organización Industrial): <http://www.eoi.es/es#1>
- Asociación Española de Desalación y Reutilización (AEDyR):
<http://www.aedyr.com/>
- Agencia Insular de Energía de Tenerife: <http://www.agenergia.org/index>
- Planes Insulares (PIOT). Cabildo de Tenerife:
<http://www.tenerife.es/planes/PIOT/PIOTindex.htm>
- Planes Insulares (PLS) Plataforma Logística del Sur. Cabildo de Tenerife:
<http://www.tenerife.es/planes/PTPOPlatafLogisticaSur/PTEOPlaLogSurindex.htm>
- Observatorio ambiental de Granadilla: <http://www.oag-fundacion.org/>
- Proyecto Tecnoagua. Informe final.
- Legislación Técnica Industrial: <http://www.legistec.es/>
- Puertos del Estado: <http://www.puertos.es>
- Water Treatment Solutions: <http://www.lenntech.es/>
- Water Treatment Engineering and Research Group:
<http://www.usbr.gov/tsc/water/>
- Technosystem: <http://www.tecnosystems.com/>
- IDE Technologies: <http://www.ide-tech.com/es/>
- ACSA y Tecnicanarias SA: <http://www.acsaeolica.com>
- Apuntes de la asignatura “Instalaciones y Máquinas Hidráulicas”. ETSICI

2013/2014.

5.3. Herramientas y software electrónicos utilizados:

- Software para el dimensionado de membranas ROSA 9 (Dow Filmtec Membranes).
- Software para el dimensionado del sistema de recuperación de energía del fabricante ERI, Power Model ERI v2.
- Aplicación online para la selección de la bomba de alta presión. Aquabold selector del fabricante ERI.
- Aplicación online para la selección de bombas del fabricante Grundfos. Webcaps.
- Aplicación online para la selección de bombas del fabricante Lowara (Xylem). Xylect.
- Aplicación online para la selección de bombas del fabricante KSB. KSB EasySelect.
- Herramienta para la estimación de la energía producida por un aerogenerador del ITC.
- Software Google Earth
- IDECanarias visor 3.0 de Grafcan.
- Software de cálculo de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red facilitado por el libro “Energía Solar fotovoltaica”.
- Herramienta Excel de elaboración propia para el cálculo de la energía estimada por un aerogenerador.

- Herramienta Excel de elaboración propia para el cálculo del consumo específico de una planta desaladora de ósmosis inversa.

- Microsoft Office Word 2010

- Microsoft Office Excel 2010

- AutoCAD 2014

6. Requisitos de diseño

En este apartado se plasman los distintos requisitos que se establecen para el diseño de la planta desaladora objeto de este proyecto.

Primero están los requisitos establecidos directamente por el peticionario, que en este caso es la Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología de la Universidad de La Laguna. Estos requisitos son el diseño de una planta desaladora de ósmosis inversa de pequeña o media capacidad, alimentada mediante energías renovables y establecer un emplazamiento en concordancia con los recursos energéticos renovables y las necesidades de la zona.

Una vez determinada la capacidad de 5000 m³/día y el emplazamiento en el Polígono Industrial de Granadilla, en la isla de Tenerife, Islas Canarias, según se detalla en el apartado 8, existen otros requisitos técnicos derivados de las condiciones del mar, que afectan directamente a los análisis del dimensionado del sistema de desalación, como son el análisis iónico o composición salina del agua, el índice de turbiedad (SDI), y la temperatura del agua durante la temporada.

De estos parámetros van a depender factores como el tipo de captación, el pretratamiento, el tipo de membrana, la conversión o el consumo de la instalación entre otros.

Los fabricantes limitan de manera general las membranas a trabajar en cualquier caso con valores de SDI menores a 5 (así es el caso de Dow Filmtec Membranes).

El análisis iónico o salino, del agua y el rango de temperaturas a los que está sometido el diseño se muestran a continuación:

Elemento	Agua de mar estándar (mg/kg)	Agua de mar en Canarias (mg/L)
pH	8,2	8,2
Sulfato	2648	3500
Cloruro	18979	20200
Bicarbonato	139,7	100
Bromuro	64,6	-
Fluoruro	1,3	-
Calcio	400,1	1300

Magnesio	1272	450
Sodio	10556	12230
Potasio	380	415
Estroncio	13,3	-
Borato	26	-
Sílice	0,02-4	0,5
TSD ó TDS	34483	37770

Tabla 1. Composición de agua de mar en Canarias vs estándar (Veza, José Miguel (2002))

Parámetro	Temperatura (°C)
Temperatura máxima	24
Temperatura mínima	19

Tabla 2. Temperaturas medias máximas y mínimas del mar en el sur de Tenerife (Puertos del Estado 2015)

También existen requisitos a cumplir de carácter legislativo, entre los que destaca el RD140-2003, de 7 de febrero, por el que se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano.

Los requisitos más comúnmente restrictivos en cuanto al agua producto son un valor de TDS inferior a 500 mg/l y un índice de Boro inferior a 1 mg/l, que tiene efectos muy nocivos en la salud.

7. Situación y emplazamiento

Para establecer la situación y el emplazamiento concreto de la EDAM abastecida por energías renovables, se deben analizar diferentes aspectos como los recursos energéticos, la situación hidrológica comarcal, los aspectos relacionados con la ordenación del territorio, y como no, algunos otros como las repercusiones sociales y ambientales en la zona.

Inicialmente se atiende a los recursos eólico y solar, utilizando como guía el mapa eólico, que representa la distribución de la velocidad de viento media, el mapa de índice de potencial eólico, que muestra las zonas con mayor número de horas equivalentes de viento anuales, el mapa con las zonas potencialmente compatibles para instalar un parque eólico, y por último, el mapa de irradiación solar, que muestra, al igual que el mapa eólico en cuanto al viento, la distribución de la energía solar incidente.

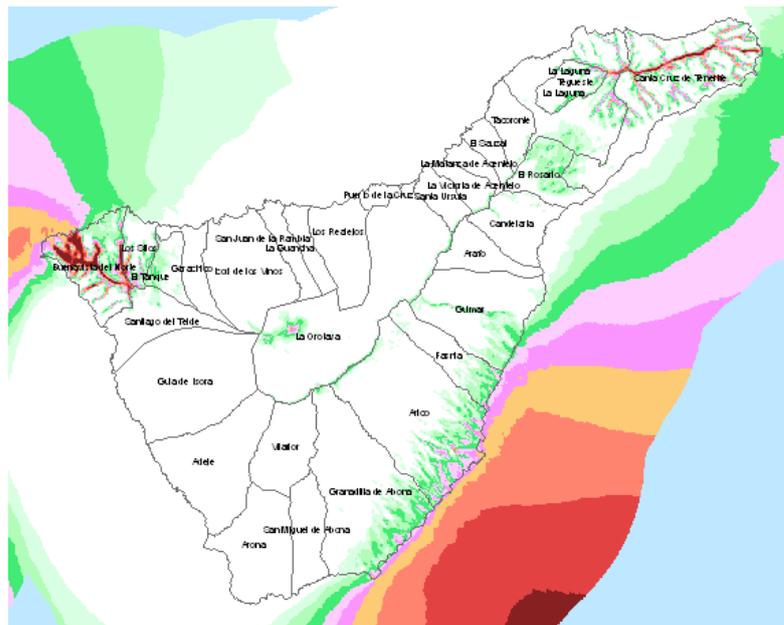


Imagen 8. Mapa eólico de Tenerife (Grafcan 2015)

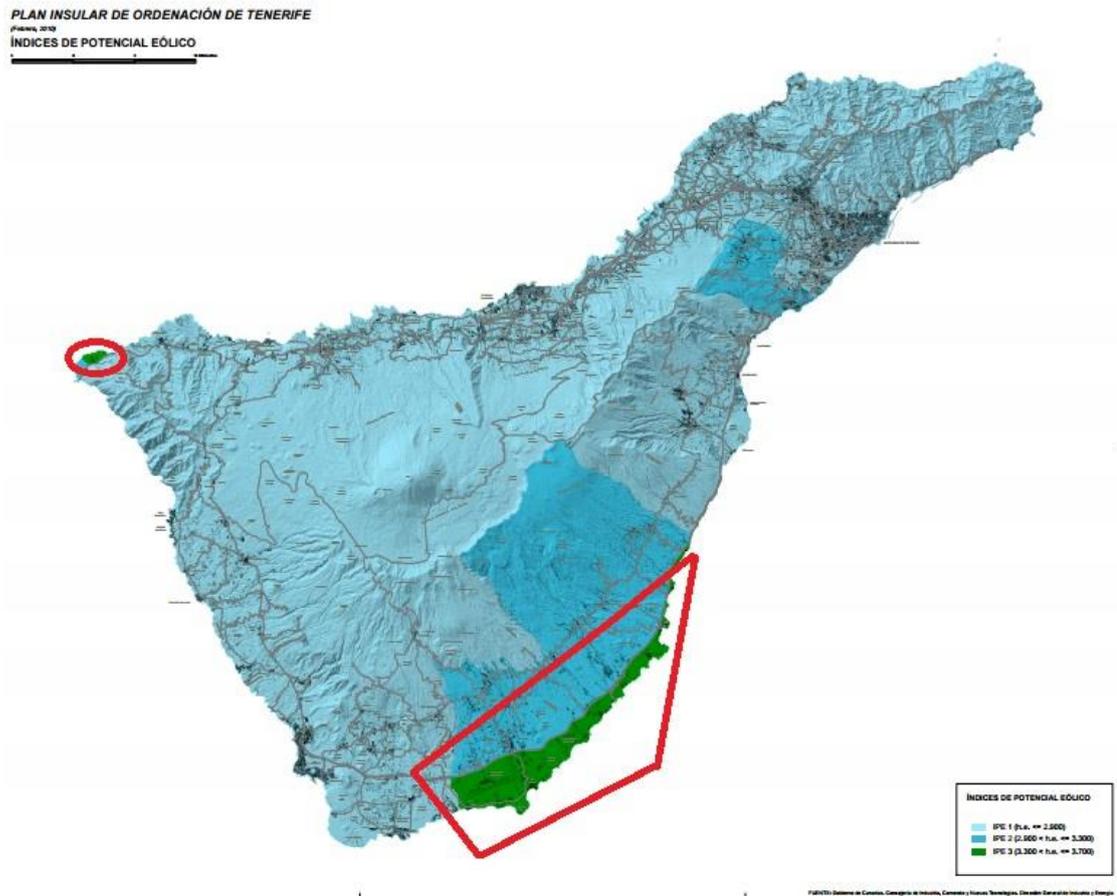


Imagen 9. Mapa de índice de potencial eólico de Tenerife (PIOT 2011)

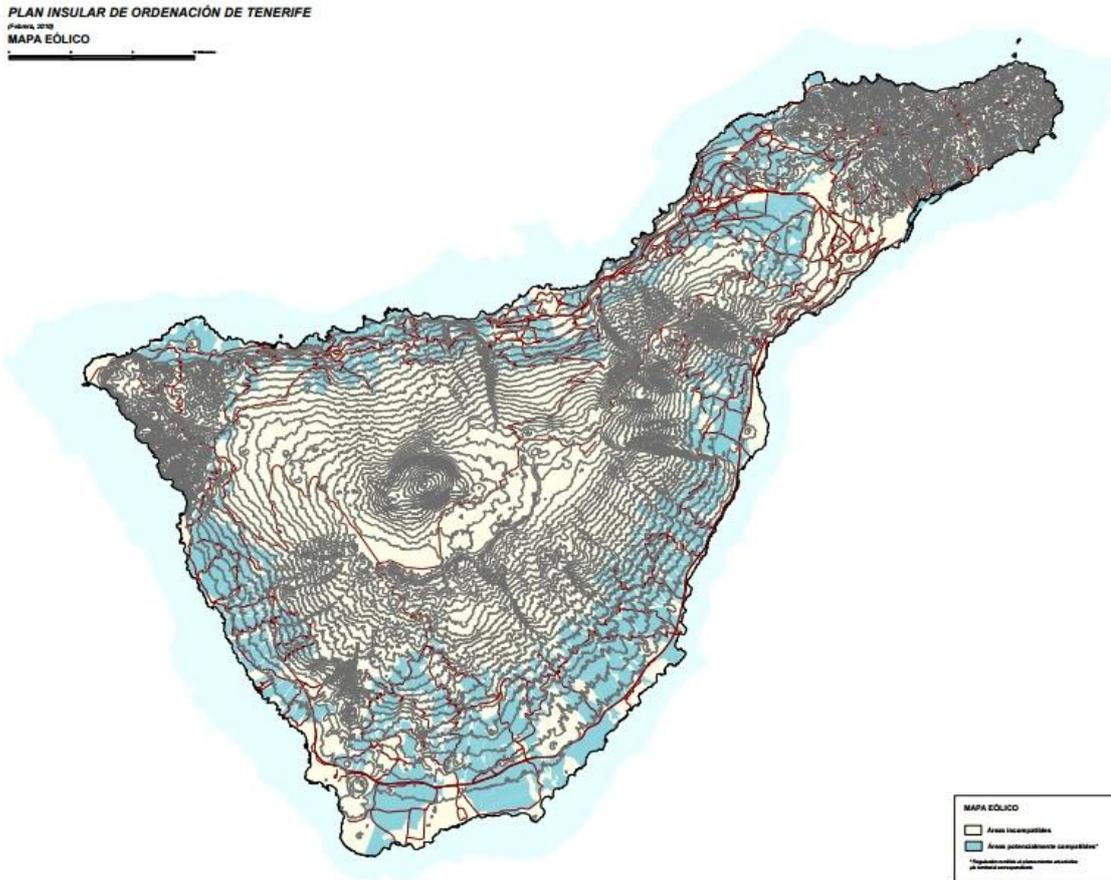


Imagen 10. Mapa de zonas potencialmente compatibles con la energía eólica de Tenerife (PIOT 2011)

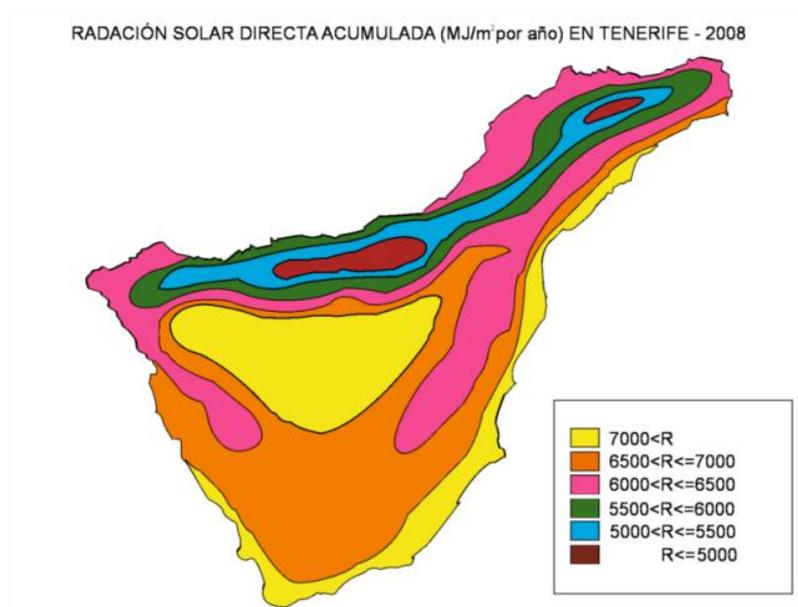


Imagen 11. Mapa de radiación solar de Tenerife (Agrocabildo 2011)

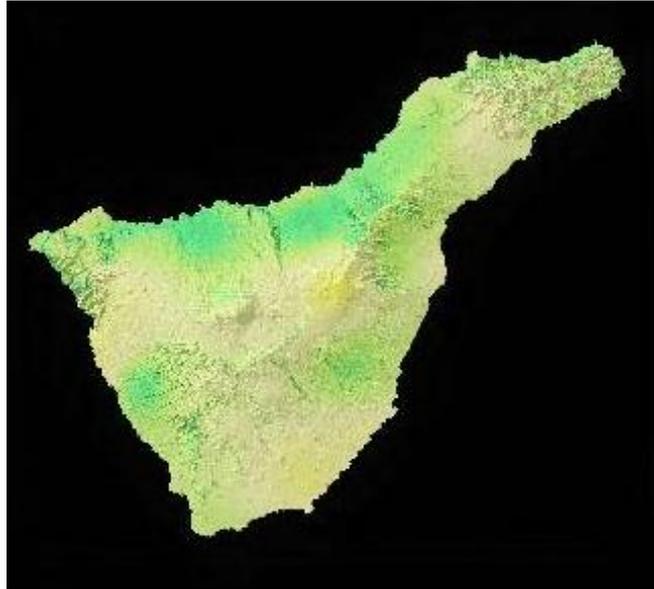


Imagen 12. Mapa de radiación solar de Tenerife (Grafcán 2015)

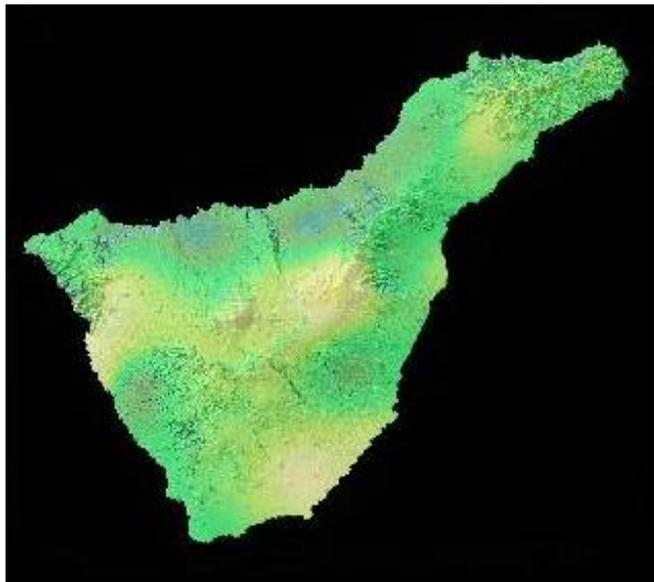


Imagen 13. Mapa de índice de potencial fotovoltaico de Tenerife (Grafcán 2015)

Tras observar los mapas anteriores se observa que el recurso eólico es mucho más restrictivo que el solar. Por tanto se le dará prioridad a este sobre el solar.

Según la imagen 13 hay dos zonas marcadas como las de mayor índice de potencial eólico. La situada en la punta de Teno se descarta porque está muy alejada de los núcleos

poblacionales cercanos y el acceso y transporte del agua sería muy complicado. Por tanto, se tiene la zona del litoral sureste de la isla como la mejor opción.

Mirando ahora los dos mapas de recurso solar, ambos coinciden en que esta misma zona, es una de las que reciben mayor cantidad de energía solar de la isla, y también presenta un alto potencial fotovoltaico.

De momento, en cuanto a recursos energéticos, esta zona del sureste tinerfeño se presenta muy favorable. Ahora es necesario analizar la situación hidrológica de la comarca, para confirmar que se puede requerir la aportación de una planta desaladora, aunque según el mapa pluviométrico, se trata de una de las zonas más secas de la isla, por lo que lo más probable es que sea factible su implantación.

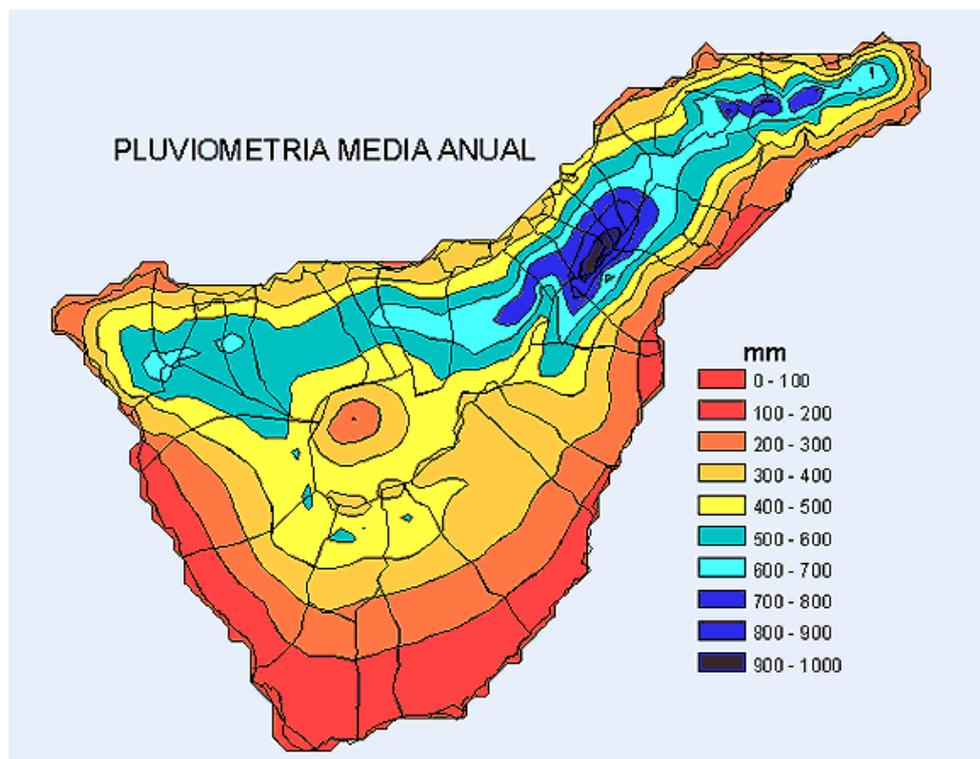


Imagen 14. Mapa pluviométrico de Tenerife (Forotiempo)

A continuación se va a analizar la información facilitada por el Plan Hidrológico de Tenerife (PHT).

Se debe tener en cuenta dos factores, los recursos hídricos y sobre todo el consumo.

Los mapas de consumo de agua según el sector y la zona se muestran a continuación:

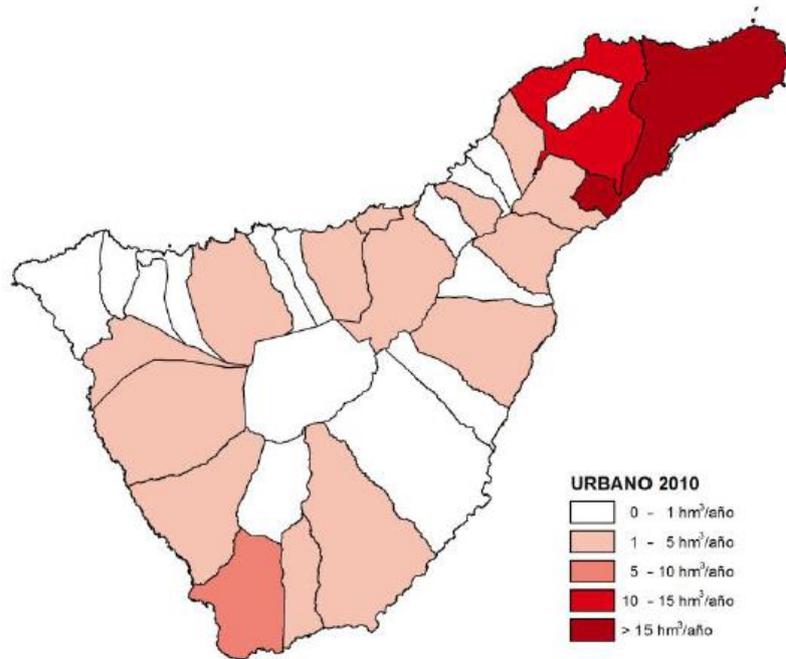


Imagen 15. Consumo anual de agua para el sector urbano en Tenerife (PHT 2014)

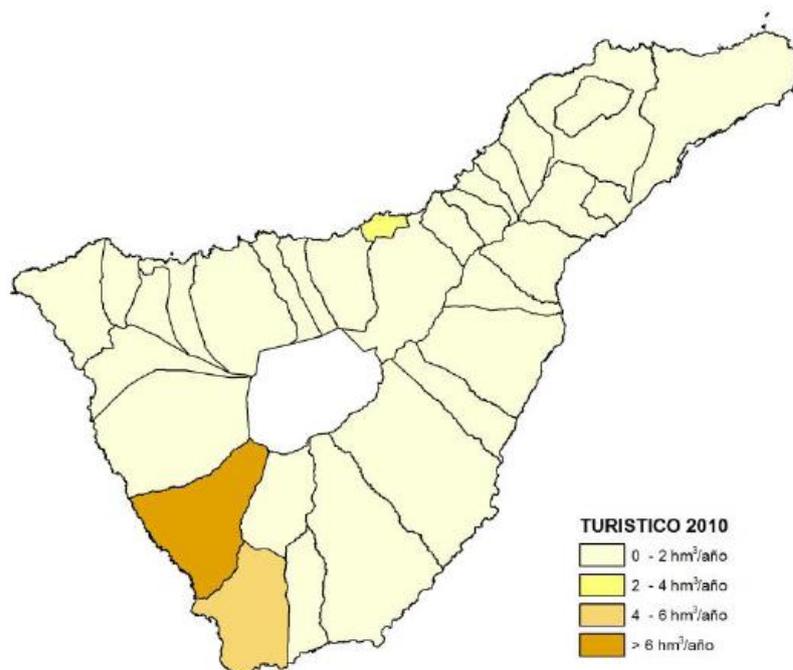


Imagen 16. Consumo anual de agua para el sector turístico en Tenerife (PHT 2014)

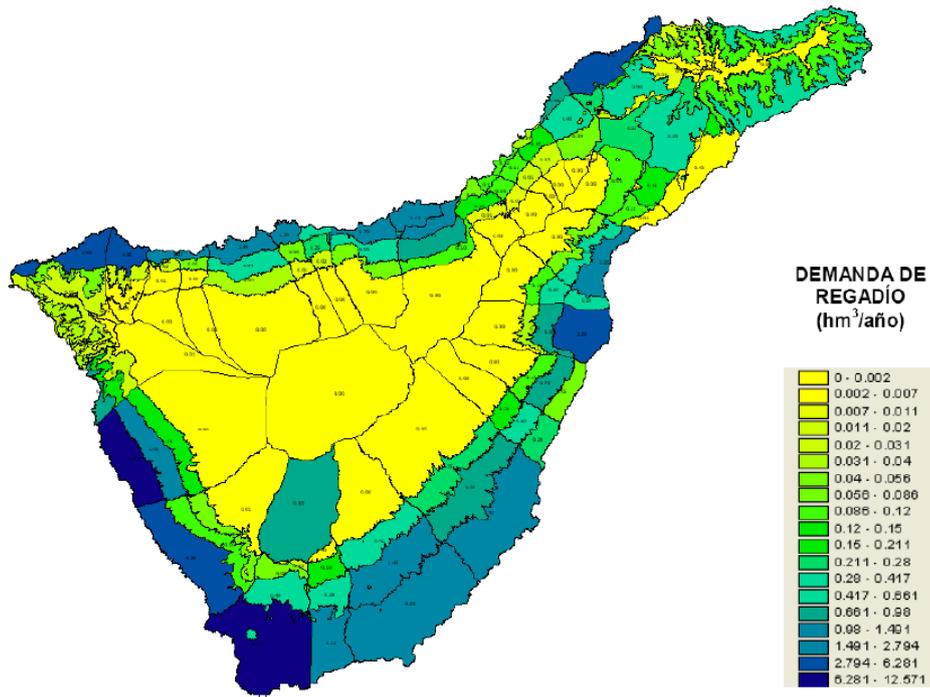


Imagen 17. Consumo anual de agua para el sector agrícola en Tenerife (PHT 2014)

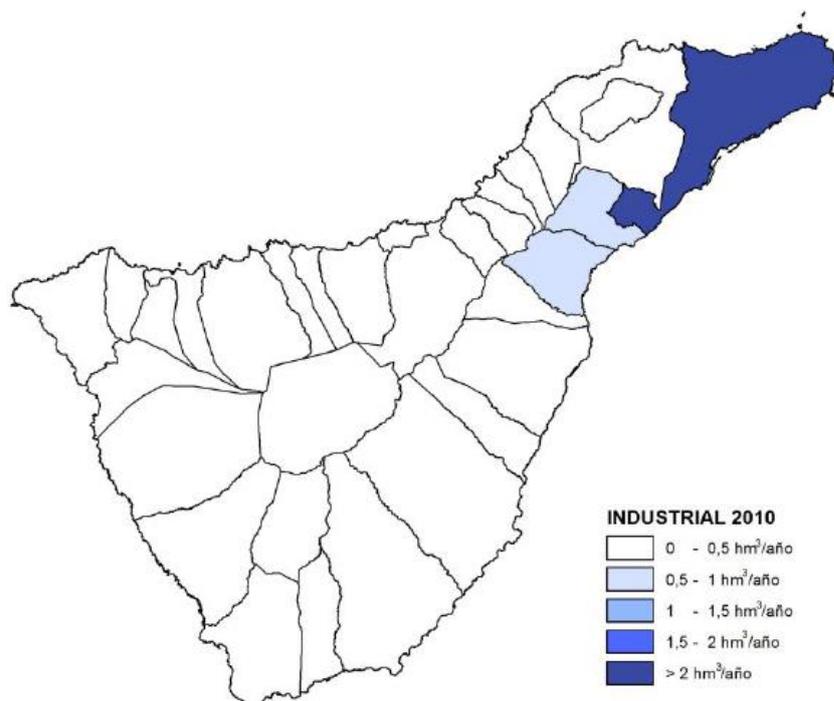


Imagen 18. Consumo anual de agua para el sector industrial en Tenerife (PHT 2014)



Imagen 19. Consumo anual de agua derivado de “otros usos” en Tenerife (PHT 2014)

Centrando la atención en la zona de Granadilla de Abona y alrededores, se observa que en cuanto a turismo e industria, no existe un consumo importante, a pesar de la existencia del polígono industrial de Granadilla. Sin embargo, en el sector urbano, el denominado como “otros usos” y sobre todo el de regadío, sí que existe un consumo relativamente importante.

Ahora se muestra la información relevante a los recursos hídricos:

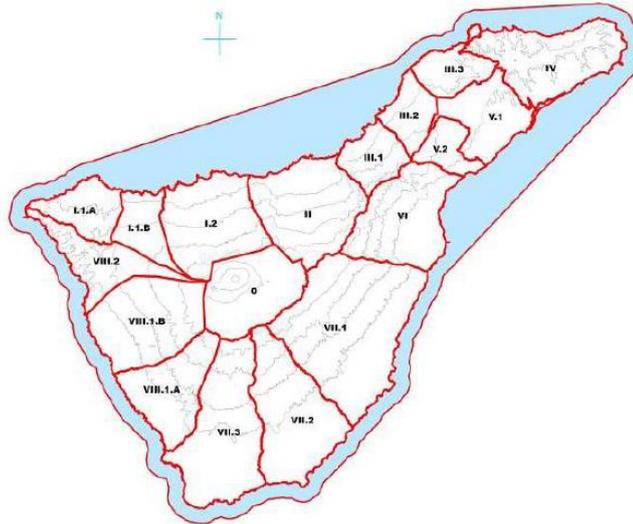


Imagen 20. Distribución de zonas según el PHT. Tenerife (PHT 2014)

COMARCA	RECURSOS HÍDRICOS DISPONIBLES (hm ³). Año 2010				
	SUBTERRÁNEAS	SUPERFICIALES	DESALADAS	DEPURADAS	TOTAL
0	0,12	0,00	0,00	0,00	0,12
I.1.A	2,30	0,30	1,34	0,00	3,94
I.1.B	7,52	0,00	0,00	0,00	7,52
I.2	19,34	0,01	0,00	0,00	19,35
II	31,49	0,00	0,10	0,00	31,59
III.1	4,97	0,00	0,00	0,00	4,97
III.2	3,94	0,02	0,00	0,00	3,96
III.3	5,54	0,50	0,00	0,04	6,07
IV	4,15	0,64	5,47	0,00	10,26
V.1	9,16	0,29	1,06	4,09	14,60
V.2	3,86	0,00	0,00	0,00	3,86
VI	14,97	0,00	0,51	0,00	15,43
VII.1	16,72	0,00	0,00	0,00	16,72
VII.2	5,14	0,00	1,61	0,11	6,86
VII.3	6,95	0,09	9,21	0,00	16,25
VIII.1.A	5,05	0,08	0,59	5,08	10,81
VIII.1.B	18,71	0,10	1,15	0,00	19,96
VIII.2	5,09	0,00	0,12	0,00	5,21
TOTAL	164,96	2,03	21,16	9,31	197,46

Imagen 21. Tabla sobre los recursos hídricos existentes en Tenerife (PHT 2014)

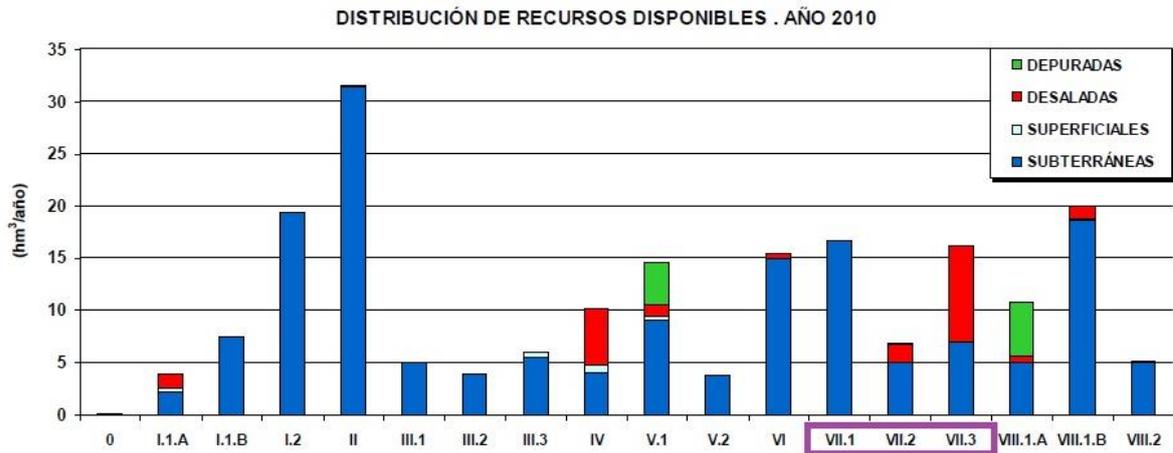


Imagen 22. Gráfico sobre los recursos hídricos existentes en Tenerife (PHT 2014)

En el gráfico se muestran marcadas las tres zonas que se deben tener en cuenta, en especial VII.2 (Granadilla de Abona), donde se encuentra el aeropuerto Tenerife Sur, el Polígono Industrial de Granadilla y donde está en fase de construcción el Puerto Comercial de Granadilla.

Destacan los recursos subterráneos del sector VII.1 y los de agua desalada en el sector VII.3, debidos al gran número de galerías y a las desaladoras de Arona-Adeje respectivamente. En Granadilla de Abona la desalación comienza a hacer acto de presencia y seguirá cobrando importancia con la instalación de la nueva desaladora de 14000 m³/día que se situará junto a la Cental Térmica de Granadilla. A su vez, las aguas subterráneas, tanto en este último municipio como en Arona, también tienen cierta aportación, aunque es bastante pequeña comparada con el sector VII.1.

A pesar de contar con la presencia de agua desalada y subterránea, Granadilla de Abona tiene uno de los recursos hídricos más bajos, mientras que se trata probablemente del municipio con mayor consumo del sureste de la isla. Muy probablemente, el balance entre recursos y consumo sea negativo, y es por ello por lo que se requiere un alto consumo de aguas subterráneas del sector VII.1.

- Plan territorial parcial de la plataforma logística del sur de Tenerife (PTPPLS)

Después de haber analizado la situación hidrológica para el sureste de la isla, se indaga en el PTPPLS, donde se consigue información determinante para la planta desaladora a proyectar. Dicha información se desglosa a continuación.

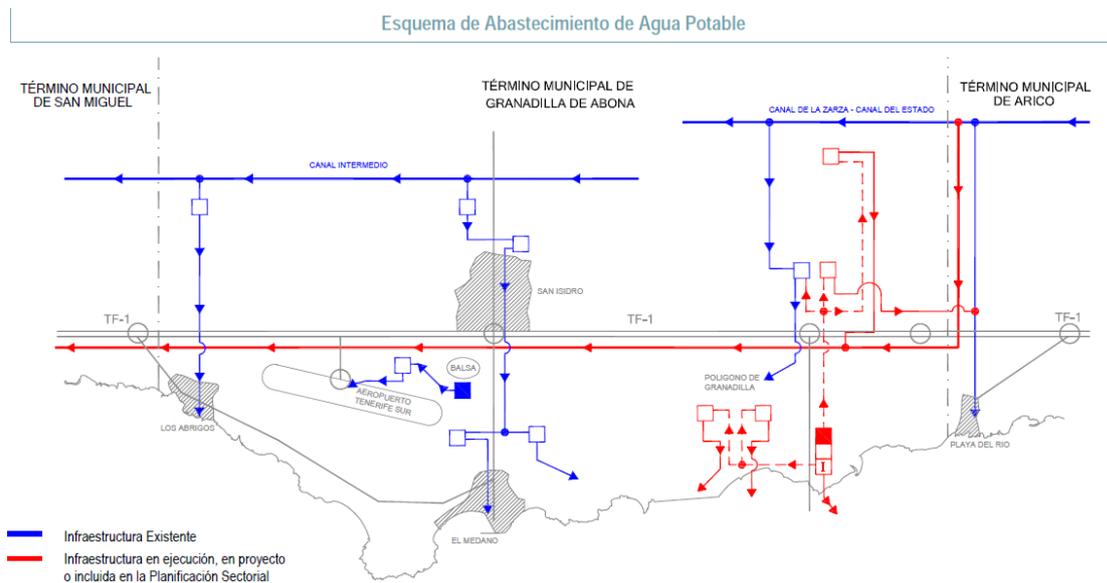


Imagen 23. Esquema del sistema de abastecimiento de agua potable para la costa de Granadilla de Abona (PLS 2008)

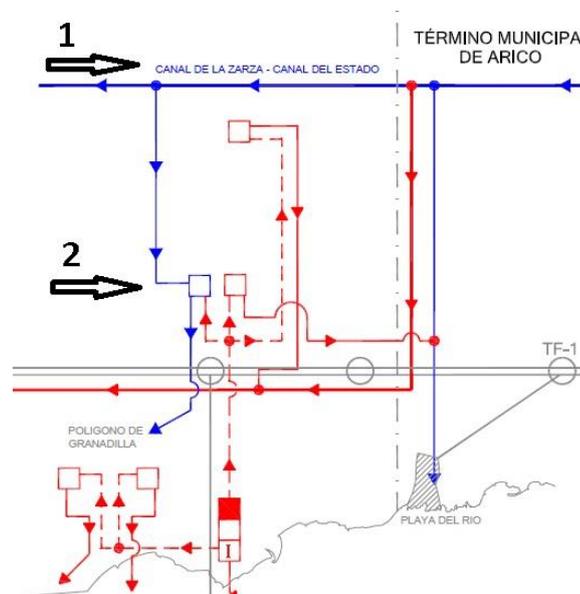


Imagen 24. Esquema del sistema de abastecimiento de agua potable en el polígono industrial de Granadilla (I) (PLS 2008)

Actualmente (azul) el abastecimiento del polígono de Granadilla se fundamenta en las aguas subterráneas provenientes de la comarca de Fasnía-Arico, transportadas por el Canal del Estado y de la Zarza (1), que conecta con el depósito regulador del polígono (2). A pesar de ello, en el término municipal se dispone actualmente de dos desaladoras, una portátil de 2000 m³/día junto a la CT de Granadilla y junto al terreno donde se ejecuta la nueva planta desaladora de Granadilla. También existe otra de 3600 m³/día en El Confital, junto a la zona de la playa de La Tejita.

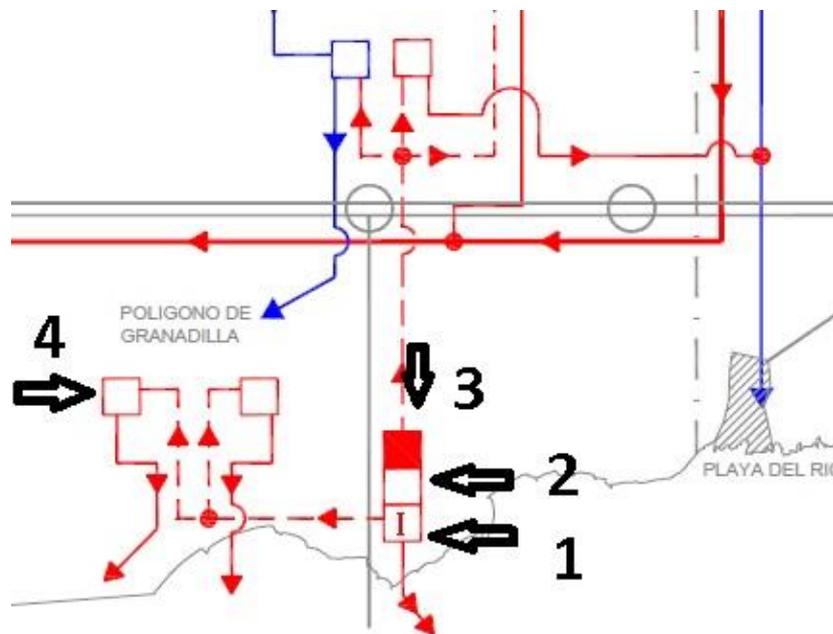


Imagen 25. Esquema del sistema de abastecimiento de agua potable en el polígono industrial de Granadilla (II)(PLS 2008)

Atendiendo a las instalaciones en rojo (en ejecución, en proyecto, o incluidas en la planificación sectorial) nos centramos en las modificaciones que se introducen en el entorno del polígono industrial. Por un lado destaca la instalación de la planta desaladora de Granadilla (1) con una capacidad inicial de 14000 m³/día, ampliable en una segunda fase a 21000 m³/día, y reservando el espacio necesario para un futuro aumento de la capacidad a

42000 m³/día. También se incluye un depósito regulador de 7000 m³ (2) y una estación de bombeo (3) junto a la EDAM o IDAM (Estación/Instalación Desaladora de Agua Salada).

Por otro lado está la implantación de dos depósitos reguladores de 15000 m³ cada uno (4), necesarios para cubrir el aumento en la demanda derivado de la futura actividad portuaria e industrial.

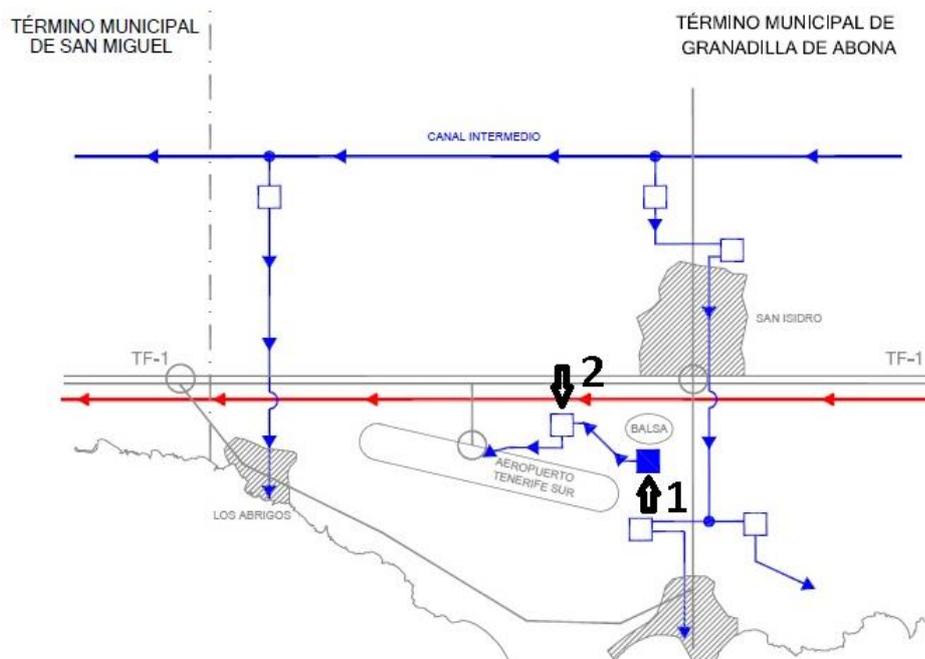


Imagen 26. Esquema del sistema de abastecimiento de agua potable para el aeropuerto Tenerife Sur (PLS 2008)

El aeropuerto dispone de la balsa de El Saltadero (1), que mediante impulsión suministra a un depósito situado al norte del mismo (2), del que se abastece por gravedad.

En cuanto a previsión del consumo en la zona costera de Granadilla de Abona (Puerto-Polígono-Aeropuerto) y los núcleos poblacionales y turísticos cercanos:

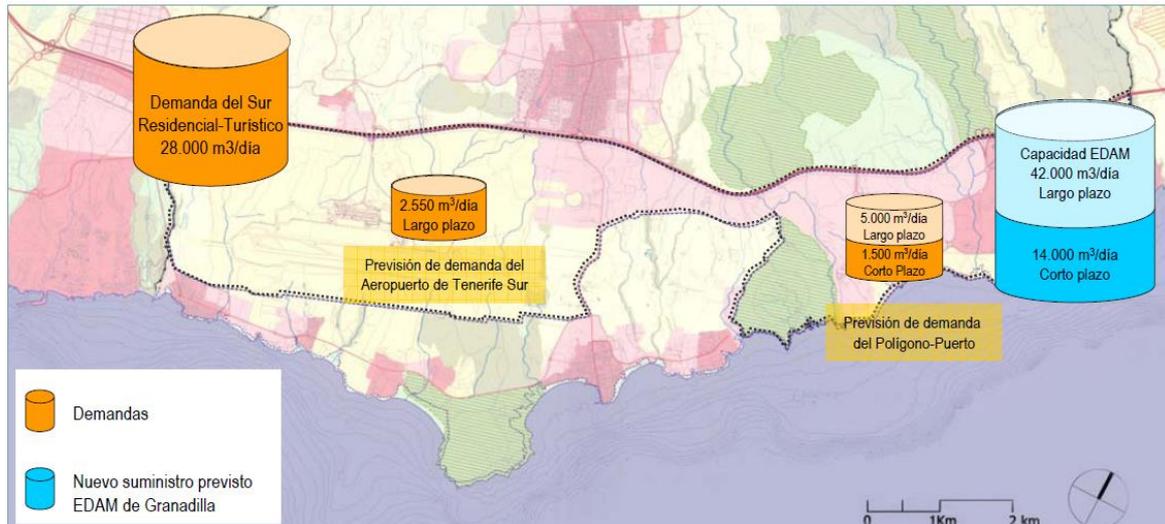


Imagen 27. Demanda de agua potable estimada a corto y largo plazo (PLS 2008)

Estos son los datos a los que más se debe prestar atención, ya que las aguas desaladas se destinan generalmente a abastecer las zonas costeras, que contemplan un mayor nivel de actividad como se pudo apreciar en los mapas anteriores. Por un lado, en medianías y zonas altas se suelen localizar los cascos históricos y centros urbanos de menor población y menor actividad, lo que viene acompañado de un menor consumo. Por otro lado, estos núcleos urbanos tienen asegurado el abastecimiento de agua potable por gravedad, proveniente de los canales, que transportan el agua extraída de galerías y pozos.

Con todo esto se pretende disminuir la presión sobre los acuíferos de la vertiente sur de la isla, favoreciendo un uso racional de los mismos, que permita su recuperación en cantidad y calidad.

Este plan nos sirve como previsión a corto y largo plazo para el posible desarrollo del aeropuerto y zona residencial-turística, así como puerto y polígono industrial, en los próximos años.

Se estima que el desarrollo urbanístico en la comarca resulte en una demanda residencial y turística de en torno a 28000 m³ /día. Por otro lado, a corto plazo se espera una demanda de la actividad portuaria de 3000 m³/día y del polígono industrial unos 1500 m³/día, mientras que dicha demanda podría aumentar en los próximos veinte años a 5000 y 4800 m³/día respectivamente. La demanda del aeropuerto (según el proyecto que incluye su plan director) aumentaría también hasta unos 2550 m³/día.

El resultado de este aumento daría lugar a un consumo aproximado de 12350 m³/día del conjunto aeropuerto-polígono-puerto y de 28000 m³/día del sector residencial y turístico a largo plazo.

Ante esto se ha decidido enfocar el proyecto hacia la implantación de una planta desaladora adicional, de 5000 m³/día de capacidad, en las proximidades del polígono industrial y el puerto de Granadilla, que se centre en el abastecimiento de la actividad industrial de la zona a corto plazo (1500 m³/día + 3000 m³/día). De esta manera se contribuye a la disminución del consumo de recursos subterráneos, y a evitar la temprana ampliación de la desaladora principal de Granadilla, citada anteriormente. También se aporta flexibilidad al sistema ante cualquier avería o corte momentáneo de alguno de los recursos al disponer de varios puntos de suministro.

Como ya se comentó en el inicio del capítulo, se debe tener muy en cuenta la sectorización y ordenación del terreno, establecida en el PIOT (Plan Insular de Ordenación de Tenerife), ya que no se puede utilizar a la ligera cualquier terreno o solar para edificar, así como la existencia de espacios protegidos.

Mediante la utilización del visor Grafcan se muestran las distintas capas del ordenamiento existentes en el PIOT. Primero se deben descartar las zonas protegidas.

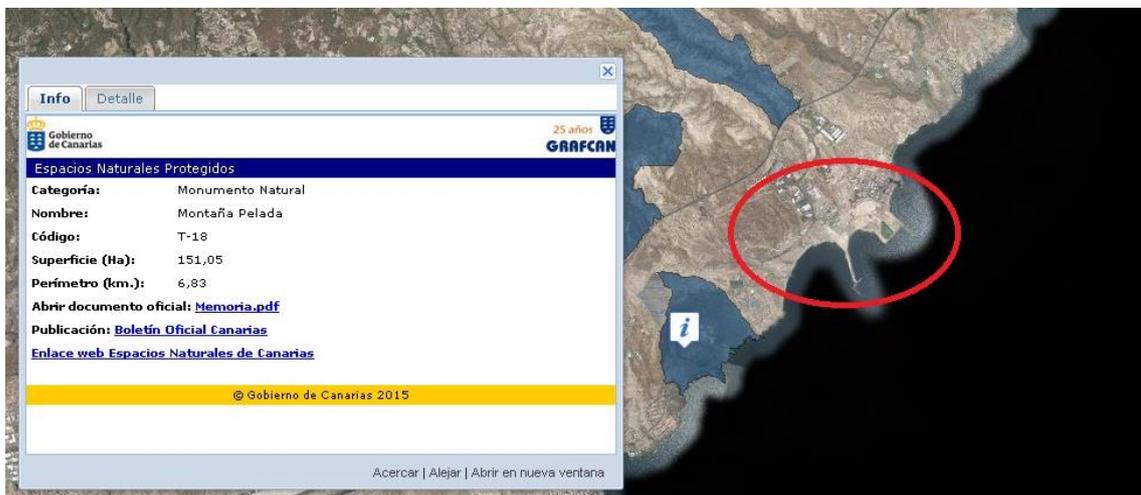


Imagen 28. Espacios naturales protegidos en las zonas bajas de Granadilla de Abona (Grafcan 2015)

Por debajo de la autopista del sur y en los alrededores del polígono industrial sólo se encuentra el espacio protegido, del tipo monumento natural, de la Montaña Pelada, mostrado en la imagen con una “i”, junto a las instalaciones del ITER (Instituto Tecnológico de Energía Renovables). Por tanto, se busca un posible emplazamiento entre el ITER y el polígono industrial.

De entre las diferentes posibles localizaciones se elige la zona denominada como Playa de las Caletas, marcada en la siguiente imagen.



Imagen 29. Suelo de uso industrial en el Polígono Industrial de Granadilla (Grafcan 2015)

Aplicando la capa establecida como de uso industrial (arriba) y la de SRPI (Suelo Rústico de Protección a Infraestructuras) (abajo), se determina como válido el emplazamiento seleccionado.



Imagen 30. Suelo Rústico de Protección a Infraestructuras en la costa de Granadilla (PIOT 2011)

Cabe comentar que el SRPI se trata de un suelo protegido excepto para el establecimiento de infraestructuras cuya instalación pueda tener un interés económico determinado.

Finalmente, tras el análisis de los recursos energéticos e hídricos, el consumo de agua potable, y la organización del terreno, se establece que el emplazamiento se situará en el Polígono Industrial de Granadilla, concretamente en la zona de la Playa de las Caletas, justo al oeste del puerto comercial actualmente en construcción.

8. Análisis de soluciones

En este apartado de la memoria se van a plasmar las distintas posibilidades estudiadas y analizadas para obtener el resultado final, de cada una de las partes que componen este proyecto.

Se comenzará por el bloque de desalación, detallando cada una de sus partes estudiadas, y se continuará con el sistema eólico y solar.

8.1. Sistema de captación

Como se comenta en el Anexo 1, hay dos grupos principales de tipos de captación de agua. Por un lado están las tomas de aguas superficiales o tomas abiertas y por otro las tomas cerradas.

De manera general, las tomas abiertas presentan mayores problemas en cuanto a la limpieza y preparación de las aguas. En este caso en particular, la localización de la planta se encuentra junto al futuro puerto industrial de Granadilla, por lo que la presencia de residuos, hidrocarburos y demás elementos y materia en suspensión derivada de la actividad portuaria, será considerable, más que en la mayoría de casos. Además, las obras que actualmente están en ejecución, están produciendo una gran cantidad de materia en suspensión derivada de los áridos utilizados en ellas.

Teniendo en cuenta esto, que además, los terrenos de la zona suelen presentar características adecuadas para la implantación de tomas cerradas, y que éstas presentan numerosas ventajas con vistas a los costes y complejidad del pretratamiento, se decide descartar las tomas abiertas y optar por las cerradas.

Dentro de este tipo de tomas encontramos:

- Cántaras de captación
- Cántaras de captación con sondeos verticales
- Pozos profundos

Cada una de ellas se detalla un poco más en el Anexo 1.

La determinación de la opción más adecuada y su exacta localización dependen de un

complejo y exhaustivo estudio del terreno, que no se incluye en este proyecto. Igualmente, según las características de las costas Canarias, y sin ir más lejos, los antecedentes de desalación de las cercanías, constatan que, al menos para plantas de capacidad media y baja, la mejor opción son los pozos de captación, ya que también los caudales de alimentación necesarios no son muy grandes como para la utilización de un número excesivo de pozos y plantearse la elección de las cántaras como sistema de captación.

8.1.1. Pozos de captación

Se decide implantar tres pozos de una profundidad comprendida entre 50 y 80 metros, de los cuales uno será de reserva. Esto determina que se implantarán bombas sumergibles, que aunque presenten más problemas de mantenimiento y menor rendimiento que otros tipos de bomba, son más adecuadas para estos casos y no requieren cebado ni son susceptibles a la cavitación.

Una parada de la planta o variación en las condiciones de trabajo repercute de manera importante en la economía de la misma y en el coste del agua producto, incluso, en algunos casos, estas situaciones pueden producir daños importantes en algunos equipos y sobre todo las membranas.

Por este riesgo es por lo que se decide implantar tres pozos. Dos trabajan simultáneamente y el tercero, de reserva ante cualquier imprevisto en cualquiera de los otros pozos o bombas.

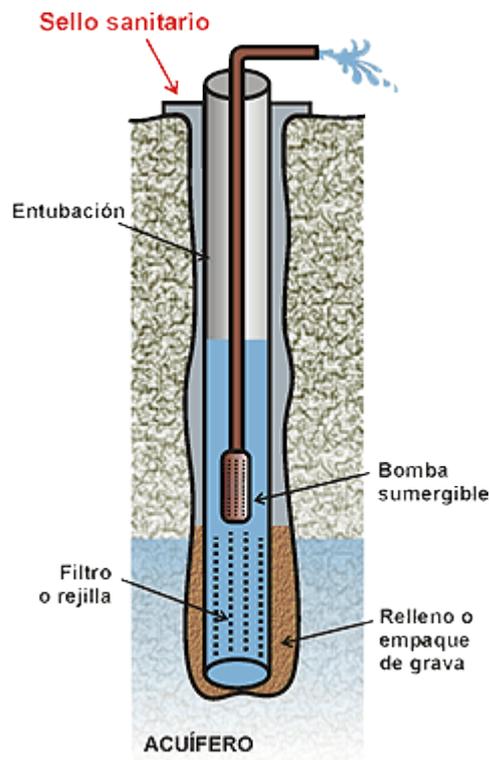


Imagen 31. Representación de un pozo de captación con bomba sumergible

En la siguiente imagen se puede apreciar la localización de los pozos con respecto a la planta.

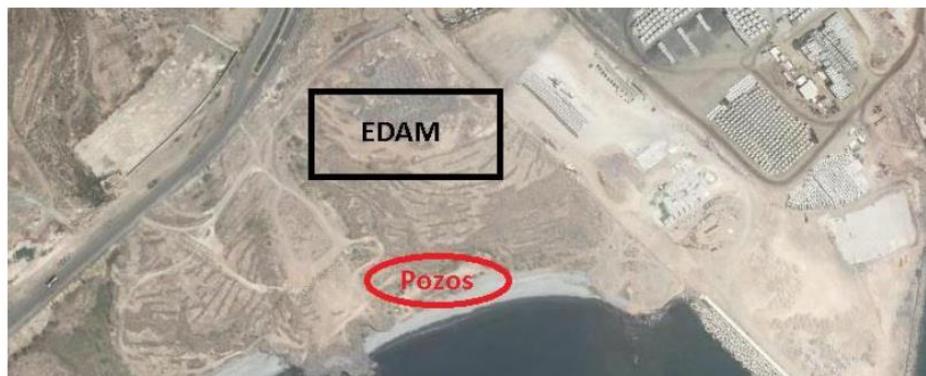


Imagen 32. Emplazamiento de los pozos de captación

La EDAM se sitúa a una cota media de 15 metros y la parte superior de los pozos aproximadamente a 5 metros.

La distancia entre la futura ubicación de los pozos y de la planta desaladora es de aproximadamente 130 metros.

Existen otras posibles localizaciones cercanas, quizás más cómodas en cuanto a construcción para la implantación de los pozos, pero la mayor distancia respecto a la zona elegida, y la existencia en dichas zonas del curso de diversos barrancos con escorrentías frecuentes en épocas lluviosas, han sido causas suficientes para descartarlas.

Teniendo en cuenta la bajamar equinoccial, las pérdidas debidas a la filtración del terreno y el cono de succión producido por la bomba, se determina que la menor altura del nivel del agua en el pozo será de 4 metros por debajo del nivel del mar y 9 desde la superficie de los pozos (más detalle en el Anexo 2).

La bomba se situará a una profundidad aproximada de 45 metros, para aprovechar la columna de agua superior como margen de seguridad en caso de disminución de la filtración.

Los pozos se dispondrán de forma paralela a la costa distanciados 25 metros entre sí. Con esto se puede deducir que la mayor pérdida de carga sucederá cuando estén trabajando las bombas de los pozos más alejados, por lo que a la tubería de captación en los pozos se deben añadir 25 metros. La tubería de captación de pozos se dimensionará para una longitud de 70 metros (45 de profundidad y 25 entre pozos).

8.1.2. Tuberías de captación

Existen dos tuberías en la captación, las tuberías de pozo y el colector de alimentación. Como ya se determinó en el anterior apartado, las primeras se dimensionarán para una longitud de 70 metros, y la segunda para 130 metros (distancia entre los pozos y la planta).

Por un lado se calculó la tubería de pozo para el caso del pozo más alejado, y la mitad del caudal, y por otro el colector de alimentación con la totalidad del caudal.

Se implantará una tubería de PRFV suministrada por la empresa Flowtite, importante referente en cuanto a tuberías de este material, teniendo en cuenta los diversos diámetros comerciales que ofrece:

• 100	• 300	• 500	• 900	• 1600
• 150	• 350	• 600	• 1000	• 1800
• 200	• 400	• 700	• 1200	• 2000
• 250	• 450	• 800	• 1400	• 2400

Imagen 33. Diámetros comerciales de para tuberías. Flowtite

Los parámetros y resultados se muestran en las siguientes tablas:

Tubería de pozos	
D teórico (m)	0,276
D comercial (mm)	300,00
Caudal (m ³ /s)	0,0629
Longitud (m)	70
Pérdida de carga	0,227

Colector de alimentación	
D teórico (m)	0,364
D comercial (mm)	400,00
Caudal (m ³ /s)	0,13
Longitud (m)	130
Pérdida de carga (m)	0,197

Pérdida de carga total + 20%
0,509

Tabla 3. Parámetros y pérdida de carga de los conductos de captación

8.1.3. Bombas de captación

Para hallar la altura que necesita transferir la bomba de captación se necesita la altura geométrica a superar, que será de 19 metros, ya que el nivel del agua en el caso más desfavorable será de 9 metros con referencia al punto superior de los pozos, o 4 metros por debajo del nivel medio del mar, y la planta tiene una elevación de 15 metros sobre el nivel del mar. También se deben tener en cuenta las pérdidas de carga de las conducciones, halladas en el apartado anterior. No se debe olvidar la pérdida de carga generada por el pretratamiento físico. Se utilizarán filtros de arena y cartucho. Para los primeros se han encontrado valores de 0,5 kg/cm², 0,8 kg/cm² y 1 kg/cm², y para los segundos 1 kg/cm². De nuevo se elige el caso más desfavorable y se toma 1 kg/cm² para filtros de arena y cartucho, dando una pérdida de carga aproximada de 2 bar (se aproxima el kg/cm² a bar). Por último está la presión a la que llegará el agua al núcleo de desalación, que se fija en 2 bar.

Con todo esto, la altura de diseño hallada para las bombas de captación es:

$$H_b = 59,145 \text{ m}$$

Conociendo este dato se procede a la selección de la bomba adecuada. Se buscan bombas sumergibles de tipo lapicero para pozos profundos, y se realizará la búsqueda en tres fabricantes, que son KSB, Lowara (Xylem) y Grundfos.

Las distintas opciones se muestran en esta tabla:

Fabricante	Modelo	Rendimiento total
Grundfos	SP 300-2L G	66,2 %
Lowara (Xylem)	TVS10.2A-1 VV L8W4502D	66,1 %
KSB	UPA 250C-250/3l UMA 200D	78,07 %

Tabla 4. Opciones para las bombas de captación

Basándose en el rendimiento total (bomba+motor) de las bombas, se selecciona sin

ninguna duda la bomba de KSB UPA 250C-250/31 UMA 200D.

El proceso de cálculo y selección detallado se muestra en el Anexo 2.

8.2. Pretratamiento físico

El pretratamiento físico es una parte fundamental de una planta de ósmosis inversa, encargada de captar las partículas que aún contenga el agua de alimentación y que su tamaño sea lo suficientemente grande como para dañar las membranas.

Se trata de un pretratamiento genérico y convencional, por lo que se utilizarán filtros de arena y filtros de cartuchos. Los filtros de arena pueden ser verticales u horizontales y con diferentes capas y tipos, como arena, antracita, etc. A su vez, los filtros de cartuchos ofrecen una amplia flexibilidad de configuraciones según la longitud y el tipo de cartuchos a utilizar. Concretamente, los filtros de arena serán de tipo vertical, ya que son más usuales para la capacidad con la que trabaja la planta.

No se llevará a cabo un dimensionado detallado, sólo se seleccionará un modelo de filtro de cada tipo y el número necesario.

Se buscará en el catálogo de la empresa española Calplas, especializada en el sector, que nos ofrece un amplio abanico de modelos y tipos de filtros.

Los parámetros característicos y determinantes para el cálculo de los filtros de arena son la velocidad de filtración y el diámetro, del que se deriva la superficie filtrante, mientras que para el de cartuchos, estos parámetros son la longitud y el número de cartuchos por filtro.

Tras suponer una velocidad de filtración de 25 m/h y seleccionar el filtro de arena vertical de mayor capacidad, y un caudal unitario de 140 m³/h por filtro de cartucho para cartuchos de 40" de longitud (los más usuales), se obtuvo los siguientes resultados.

Pretratamiento físico		
Elemento	Modelo	Unidades
Filtro de arena	Calplas D-3000:C2000	11
Filtro de cartucho	Calplas 43 cartuchos de 40"	4

Tabla 5. Elementos del pretratamiento físico

8.3. Núcleo de desalación

8.3.1. Dimensionado del bastidor de ósmosis inversa

El sistema de desalación es el corazón de una planta de ósmosis inversa, por ello, el primer dimensionado que se abordó fue éste. Una vez se determine el análisis iónico del agua de mar a tratar (composición salina), el rango de temperaturas, el tipo de toma y su correspondiente SDI (índice de turbiedad), se puede proceder al estudio y dimensionado del sistema de membranas.

Este dimensionado se ha llevado a cabo a lo largo de tres pasos diferenciados:

- 1- Elección del modelo de membrana
- 2- Elección de la conversión
- 3- Elección del sistema de desalación

El análisis iónico de salinidad del agua o análisis iónico para las aguas de Canarias es el que se muestra a continuación:

Elemento	Agua de mar estándar (mg/kg)	Agua de mar en Canarias (mg/L)
pH	8,2	8,2
Sulfato	2648	3500
Cloruro	18979	20200
Bicarbonato	139,7	100
Bromuro	64,6	
Fluoruro	1,3	
Calcio	400,1	1300
Magnesio	1272	450
Sodio	10556	12230
Potasio	380	415
Estroncio	13,3	
Borato	26	
Sílice	0,02-4	0,5
TSD ó TDS	34483	37770

Tabla 6. Composición de agua de mar en Canarias vs estándar (Veza, José Miguel (2002))

Además, observando el histórico facilitado por Puertos del Estado, de la boya del sur de Tenerife, se determinan unas temperaturas medias, máximas y mínimas de 19 y 24°C respectivamente.

En cuanto a sales se refiere, los requisitos comunes más restrictivos son:

- Ofrecer un índice de boro inferior a 1 mg/l (RD140-2003 - Agua de consumo humano)
- Ofrecer un TDS de permeado inferior a 500 mg/l

Sin embargo, no se tendrán inconvenientes con el boro porque nuestro análisis iónico no presenta este elemento en el agua.

Lo más adecuado como primer punto para la selección de las membranas, sería empezar por una comparación entre los distintos fabricantes existentes, entre los que destacan Hydranautics, Toray, Dow Filmtec y General Electric. Sin embargo, al haber cuatro compañeros realizando proyectos similares en el Grado en Ingeniería Mecánica, se decidió trabajar cada uno con un fabricante distinto, siendo seleccionado para el presente proyecto el fabricante Dow Filmtec Membranes.



Este fabricante ofrece un cuadro orientativo con el que se simplifica bastante la elección del modelo más adecuado para agua de mar.

What is your primary driver?			
Low Energy		Highest Rejection	
Lowest Energy Use Choose FILMTEC SW30XLE-400i	Low Energy Use + High Rejection Choose FILMTEC SW30HR LE-400i	One Pass System Choose FILMTEC SW30HR-380	Two Pass System Choose FILMTEC SW30XLE-400i <small>(Combined with brackish water second pass)</small>

Imagen 34. Tabla orientativa para la selección del tipo de membrana facilitada por Dow Filmtec Membranes

El principal objetivo es el ahorro energético, por lo que se elegirá este camino como prioridad, eso sí, siempre que se obtengan resultados por debajo de los límites de salinidad establecidos tanto para TDS en general, como boro y resto de sales. Aunque lo común sea que si no existen inconvenientes con el boro, no los haya con el resto de sales, igualmente deben ser analizados sus valores en el permeado.

Se probará con las membranas SW30XLE-400i y SW30HRLE-400i según el motivante del ahorro energético

Ahora, el primer punto es elegir una de las dos membranas, luego la conversión más adecuada, y por último el sistema de simple o doble etapa, comparando entre tubos de presión de 6 y 7 membranas.

Hay un parámetro importante que se debe tener en cuenta antes de comenzar con la utilización del software, y es la carga superficial o flux. El fabricante ofrece una tabla con el rango adecuado para realizar el diseño, y se determina el rango 11,8 – 18,65 lmh (l/m²/h).

8.3.1.1. Elección del modelo de membrana

Para la elección se fijan unas condiciones determinadas y se comparan los resultados. Las condiciones o parámetros utilizados son los siguientes:

- Etapa simple
- Recuperación del 45%
- Flux: 11,8 – 18,65 l/mh
- Capacidad de 5000 m³/día
- Arreglo del bastidor de membranas: 50x6 (tubos de presión x membranas por tubo)

Estos parámetros no variarán, lo que sí lo hará será las condiciones de factor de flujo (FF) y temperatura, resultando en cuatro casos distintos:

- Máximo FF y máxima temperatura: será el caso que permita el mayor paso de sales.
- Máximo FF y mínima temperatura: menor paso de sales que el caso anterior, pero mayor consumo energético debido a la mayor presión requerida por reducción de la difusión a través de la membrana.
- Mínimo FF y máxima temperatura.
- Mínimo FF y mínima temperatura: Corresponde con el caso que requiere mayor presión por presentar la mayor oposición al paso a través de la membrana, y por ello será el caso de mayor consumo, que se tendrá en cuenta para el dimensionado.

El siguiente paso es simular cada uno de los casos con los diferentes parámetros establecidos en el software de membranas ROSA, del fabricante DOW Membranes. La interfaz y el modo de utilización llevado a cabo se detallan en el Anexo II.

El resumen de los parámetros máximos y mínimos obtenidos en las diferentes simulaciones se incluye en las siguientes tablas:

RESUMEN MÁXIMOS			
Parámetro	SW30HRLE-400i (I)	SW30XLE-400i (II)	Unidades
Temperatura	24	24	°C
NDP media	35,06	28	bar
Presión alimentación	75,85	68,76	bar
Presión concentrado	73,44	66,38	bar
Pérdidas carga	2,41	2,38	bar
Consumo específico	5,85	5,31	kWh/m ³
TDS	146,9	175,21	ppm ó mg/l

Tabla 7. Resumen de los parámetros máximos obtenidos en el análisis de membranas

RESUMEN MÍNIMOS			
Parámetro	SW30HRLE-400i (I)	SW30XLE-400i (II)	Unidades
Temperatura	19	19	°C
NDP media	22,77	19,99	bar
Presión alimentación	64,23	61,41	bar
Presión concentrado	61,97	59,17	bar
Pérdidas carga	2,26	2,24	bar
Consumo específico	4,96	4,74	kWh/m ³
TDS	109,81	131,15	ppm ó mg/l

Tabla 8. Resumen de los parámetros mínimos obtenidos en el análisis de membranas

Los dos últimos parámetros, el consumo específico y los TDS son los protagonistas del criterio de selección de la membrana. Siempre se buscará el menor número de TDS posible y a su vez el menor consumo específico. Éste es notablemente menor en la membrana SW30XLE-400i (como era de esperar al tratarse de la membrana con menos consumo de energía del catálogo), pero el paso de sales es mayor (también según lo esperado, ya que la membrana SW30HRLE-400i presenta un mayor rechazo), sin embargo, la diferencia entre TDS, en los valores que se encuentran, es prácticamente insignificante, mientras que la planta

es mucho más susceptible a las variaciones del consumo específico, independientemente del rango en el que se encuentre, teniéndose siempre más interés por el consumo específico menor.

Por estos motivos se selecciona la membrana SW30XLE-400i para la planta.

8.3.1.2. Elección de la conversión

Ahora que ya se ha fijado un modelo de membrana a utilizar, se pretende determinar el mayor valor de conversión que se pueda conseguir para las distintas configuraciones posibles para el sistema de desalación de ósmosis inversa.

De manera general, se ha utilizado una configuración de 6 membranas por tubo de presión, sin embargo, en los últimos años, se han ido solucionando los defectos que presentaban los sistemas con tubos de presión de 7 membranas, y por ello son mucho más comunes hoy en día, y por ello se compararán los dos casos.

También se van a estudiar los sistemas de simple y doble etapa, para comprobar si el aumento de la conversión que ofrece el sistema doble, compensa con el consumo específico obtenido y el incremento de la inversión de capital que supone frente a la etapa simple.

Por tanto, se tienen cuatro estudios:

- Etapa simple: 6 membranas por tubo
- Etapa simple: 7 membranas por tubo
- Doble etapa: 6 membranas por tubo
- Doble etapa: 7 membranas por tubo

Para simple etapa y 6 membranas se decidió realizar un análisis para las conversiones comprendidas entre 44 y 48%. Se utilizó un arreglo para el bastidor de ósmosis 50x6, que ofrece un flux promedio en torno a 18,60 l/mh.

Para valores de conversión iguales o mayores a 47% el programa muestra advertencias de diseño, debido a distintos límites de trabajo superados en alguna de las membranas (generalmente conversión máxima excedida en la primera membrana).

Para los valores de 44, 45 y 46% se observa que a medida que la conversión es mayor, el consumo específico disminuye, sin riesgos ni advertencias de diseño en cuanto a saturación de sales o calidad de agua producto.

La conversión seleccionada es del 46% para tapa simple y 6 membranas.

Con el mismo proceso pero utilizando en este caso una configuración de 7 membranas se fija el número de tubos de presión a 45, resultando en una arreglo 45x7 con 315 membranas, 15 membranas más, pero 5 tubos de presión menos en paralelo.

En estas condiciones el flux disminuye a 17,80 l/mh frente al del caso anterior, también dentro del rango de diseño, y el consumo específico sigue siendo menor, tanto por el mayor número de membranas, como por el mayor número de membranas en serie (7 frente a 6).

De nuevo, como en el caso de 6 membranas, la conversión límite es 46%, ya que a partir de 47% aparecen advertencias de diseño, por lo que también se selecciona una conversión del 46% para etapa simple y 7 membranas por elemento.

Ya con las conversiones máximas determinadas para los casos de simple etapa, se procede al caso de doble etapa. Ahora se parte de una primera etapa igual a la anterior, con una configuración 50:6 para el sistema de 6 membranas y 45:7 para el de 7, mientras que para la segunda etapa se utiliza una configuración 25:6 y 22:7 respectivamente.

Realizando iteraciones en el software con conversiones superiores a 46%, ya que una de las principales ventajas de la doble etapa es conseguir conversiones mayores que con simple etapa, se fija un valor del 49% de conversión para doble etapa y 6 membranas.

De la misma manera, mediante la iteración de varios valores de conversión, se determina un valor de del 50% para doble etapa y 7 membranas.

Se muestra la tabla resumen de los consumos específicos y conversiones para cada uno de los distintos sistemas.

		Consumo específico (kwh/m3)	Conversión (%)
Simple etapa	6 membranas	5,2	46
	7 membranas	5,1	46
Doble etapa	6 membranas	4,46	49
	7 membranas	4,42	50

Tabla 9. Consumos específicos de las distintas configuraciones estudiadas

Para determinar qué sistema es el más adecuado, es decir, el más eficiente, se requiere un paso más, en el que se debe introducir la recuperación de energía. Ésta juega un papel fundamental y aparte de reducir considerablemente estos valores, también pueden equilibrarse entre la simple y doble etapa, ya que la primera tiene mayor potencial de recuperación que la segunda.

8.3.1.3. Elección del sistema de desalación

Este último paso es el que determinará qué tipo de configuración para el sistema de desalación es la más adecuada. Para ello se va a introducir la recuperación de energía a los resultados del apartado anterior y hilar los consumos específicos finales para cada configuración.

Actualmente la práctica totalidad de los nuevos diseños de plantas desaladoras introducen sistemas de recuperación de energía basados en cámaras isobáricas, es decir, los intercambiadores de presión. Esto se debe a su simplicidad con respecto a otros ya obsoletos y al altísima eficiencia que ofrecen, con valores comúnmente en torno al 95%.

Dentro de los intercambiadores de presión destacan los rotativos de la empresa ERI (Energy Recovery Inc), que son los que presentan el mejor eficiencia actualmente en el mercado, rozando valores de eficiencia del 98% en algunos modelos. Por tanto, se utilizará

esta marca de intercambiadores de presión para la recuperación de energía.

La recuperación de energía va a realizarse mediante la utilización del software facilitado por ERI en una hoja Excel.

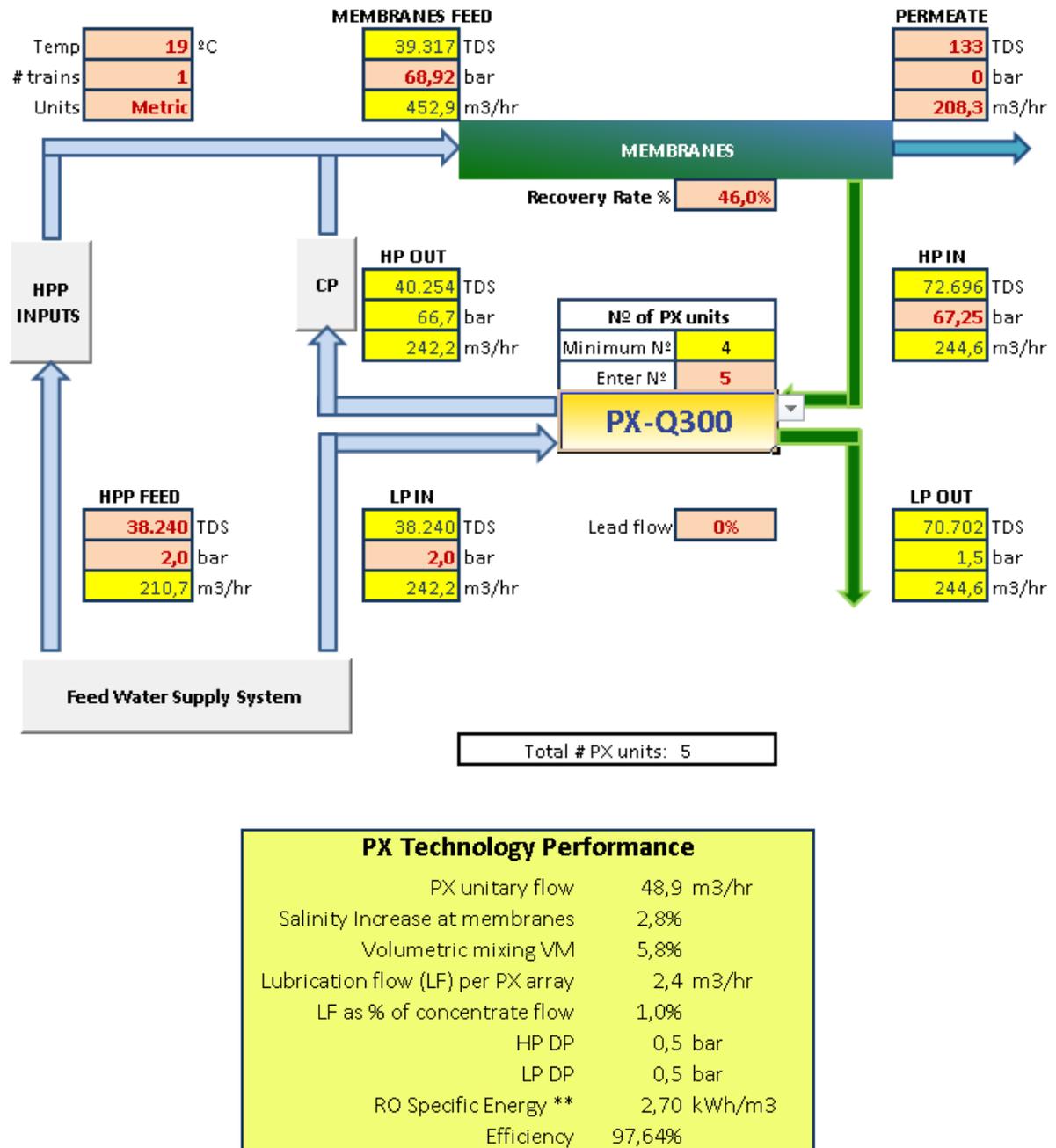


Imagen 35. Interfaz del software de ERI para dimensionado del sistema de recuperación de energía

Aquí se muestra la interfaz del programa de ERI. En ella se introducen todos los datos referentes a los parámetros establecidos a lo largo del dimensionado (casillas rojas), y a su

vez, automáticamente se calculan otros parámetros que no se conocen y que el software es el encargado de facilitarnos (casillas amarillas).

Como ya se comentó, los parámetros introducidos ya estaban fijados con anterioridad, excepto el modelo y número de intercambiadores requerido.

El software ya ofrece el dato del número mínimo recomendado de intercambiadores, en función del caudal, sin embargo, se pueden introducir valores mayores si resultan en una mejora de la eficiencia, aunque no siempre son válidos dichos valores.

Tras iterar con los distintos modelos disponibles en el programa, la mejor eficiencia se consigue con el modelo de mayor capacidad, y también según el catálogo, mayor eficiencia, el PX-Q300.

Paralelamente, también se ha elaborado una hoja Excel propia, para el cálculo del consumo específico y poder comparar ese resultado con el aportado por el software de ERI.

Potencia y consumo (etapa simple 6 membranas)			
	BAP (alta presión)	BP (Booster)	Total
Entrada (bar)	2	66,7	
Salida (bar)	68,92	68,92	
Diferencia (bar)	66,92	2,22	
Rendimiento total	0,7238	0,7415	
Diferencia (m) (Hb)	657,04	21,80	
Caudal (m3/s)	0,06	0,07	0,13
Caudal (m3/h)	208,33	244,56	452,90
Potencia (W)	387266,19	15081,43	402347,63
Potencia (kW)	387,27	15,08	402,35
Potencia eléctrica (kW)	535,05	20,34	555,38

Consumo específico hidráulico (kWh/m³)	1,93
Consumo específico eléctrico (kWh/m³)	2,67

Tabla 10. Parámetros del núcleo de desalación y cálculo del consumo específico (I)

Hay dos detalles importantes a comentar. El primero es que dado que las bombas que se implantarán en la planta, no se han dimensionado y seleccionado aún, el propio software supone unos rendimientos de manera automática para la bomba de alta presión y Booster. El otro detalle es que el consumo específico facilitado en este apartado, sólo es el correspondiente al núcleo de desalación, por lo que no tiene en cuenta las bombas de captación y distribución. En definitiva, aún se requieren pasos posteriores en los que ajustar el consumo específico, uno mediante la corrección de los rendimientos de las bombas, y otro que tenga en cuenta los demás equipos consumidores de energía, y obtener así el consumo específico real y final, que obviamente, será mayor que los obtenidos ahora.

Para cada uno de los casos del apartado anterior se ha elaborado una hoja de ERI como la anterior, y los resultados son los siguientes:

Consumo específico (kwh/m³)		ERI	Hoja Excel
Simple etapa	6 membranas	2,7	2,67
	7 membranas	2,53	2,51
Doble etapa	6 membranas	2,55	2,52
	7 membranas	2,61	2,57

Tabla 11. Comparación entre el consumo específico de ERI y la hoja de elaboración propia

Como ya se había comentado, los consumos específicos podían equilibrarse, y así ha sido, de hecho, la etapa simple con 7 membranas por tubo ha resultado ser la que ofrece el valor más bajo, dejando por detrás a las dobles etapas. Por ello es el sistema de etapa simple y 7 membranas por tubo el seleccionado.

8.3.1.4. Resumen del dimensionado del sistema de desalación

Sistema de ósmosis inversa (OI)	
Capacidad (m³/día)	5000
Bastidor	Etapa simple
Tubos de presión	45
Membranas por tubo	7
Membranas total	315
Fabricante membrana	DOW - Filmtec
Modelo membrana	SW30XLE-400i
Conversión (%)	46
Consumo específico más desfavorable (kWh/m³)	2,51 - 2,53

Tabla 12. Características del sistema de desalación seleccionado

8.3.2. Bomba de alta presión

La bomba de alta presión es uno de los equipos más característicos de la planta y es el que supone el mayor porcentaje de consumo energético, por lo que es importante dimensionarlo de manera correcta y buscar una bomba con el mayor rendimiento posible.

Para comenzar con la búsqueda de las mejores alternativa se necesita conocer la diferencia de presión entre la entrada de la bomba y la salida, y más concretamente ese valor expresado en altura, en metros. Ya en el apartado anterior, para el consumo específico se tuvo que hallar dicha diferencia, que para el caso seleccionado de etapa simple y 7 membranas tiene un valor de 643,00 metros.

Potencia y consumo del núcleo de desalación			
	BAP (alta presión)	BP (Booster)	Total
Entrada (bar)	2	64,9	
Salida (bar)	67,49	67,49	
Diferencia	65,49	2,59	
Rendimiento total	0,7584	0,7439	
Diferencia (m) (Hb)	643,00	25,43	
Caudal (m3/s)	0,0579	0,0679	0,1258
Caudal (m3/h)	208,33	244,56	452,90
Potencia (W)	378990,78	17595,00	396585,78
Potencia (kW)	378,99	17,60	396,59
Potencia eléctrica (kW)	499,72	23,65	523,38
Consumo específico hidráulico (kWh/m3)		1,90	
Consumo específico eléctrico (kWh/m3)		2,51	

Tabla 13. Parámetros del núcleo de desalación y cálculo del consumo específico (II)

Se quiso extender la búsqueda añadiendo otros dos fabricantes de gran reputación para este tipo de bomba, como son Sulzer y ERI, sin embargo, sólo se pudo conseguir modelos de

ERI y Lowara por diversos motivos que se especifican en el Anexo II.

Tras utilizar los selectores online de estos fabricantes, los resultados son:

Fabricante	Modelo	Eficiencia total
ERI	Aquabold 4x6x9 A (10 etapas)	81,53 %
Lowara (Xylem)	MPE 125.1 / 7-SC-	76,80 %

Tabla 14. Opciones disponibles para la bomba de alta presión

Para la selección de las bombas, así como para poder hallar el consumo eléctrico real, se muestran siempre rendimientos totales de las bombas, es decir, rendimiento de la bomba más el del motor.

De entre las dos opciones existentes se selecciona la bomba de ERI Aquabold 4x6x9 A de diez etapas por ser la que ofrece el mejor rendimiento.

8.3.3. Bomba Booster o de circulación

Para esta bomba, encargada de ajustar a la presión de alta del caudal recibido del intercambiador de presión, también se tuvo en cuenta diferentes fabricantes, y se consiguieron alternativas de los fabricantes Grundfos y Lowara.

La altura requerida se halló de la misma manera que para la bomba de alta presión, de la **tabla X**. El valor de altura es de 25,43 metros.

La tabla de soluciones obtenidas es la siguiente:

Fabricante	Modelo	Eficiencia total
Grundfos	Hydro MPC-E 4 CRE64-1	65 %
Lowara (Xylem)	NSCF 125-315/220/W45VCC4	79,8 %

Tabla 15. Opciones disponibles para la bomba Booster

La bomba del fabricante Lowara NSCF 125-315/220/W45VCC4 es la seleccionada, ya que su rendimiento roza casi el 80%, mientras que el de la bomba de Grundfos es casi un 15% menor.

8.4. Distribución del agua producto

Para este apartado se tuvo que hacer dos suposiciones, dado que para la distribución del agua producto se utilizarán los depósitos reguladores previstos para el Polígono Industrial de Granadilla por el PHT (Plan Hidrológico de Tenerife), pero no se especifica cuáles serán sus emplazamientos exactos. Por ello, se supuso una localización basándose en el aprovechamiento de la altura para la distribución por gravedad a las industrias a mayor altitud del polígono, y además se supuso también el recorrido de la tubería que conecta la planta con el supuesto depósito.

Estas suposiciones se plasman en la imagen que se muestra:

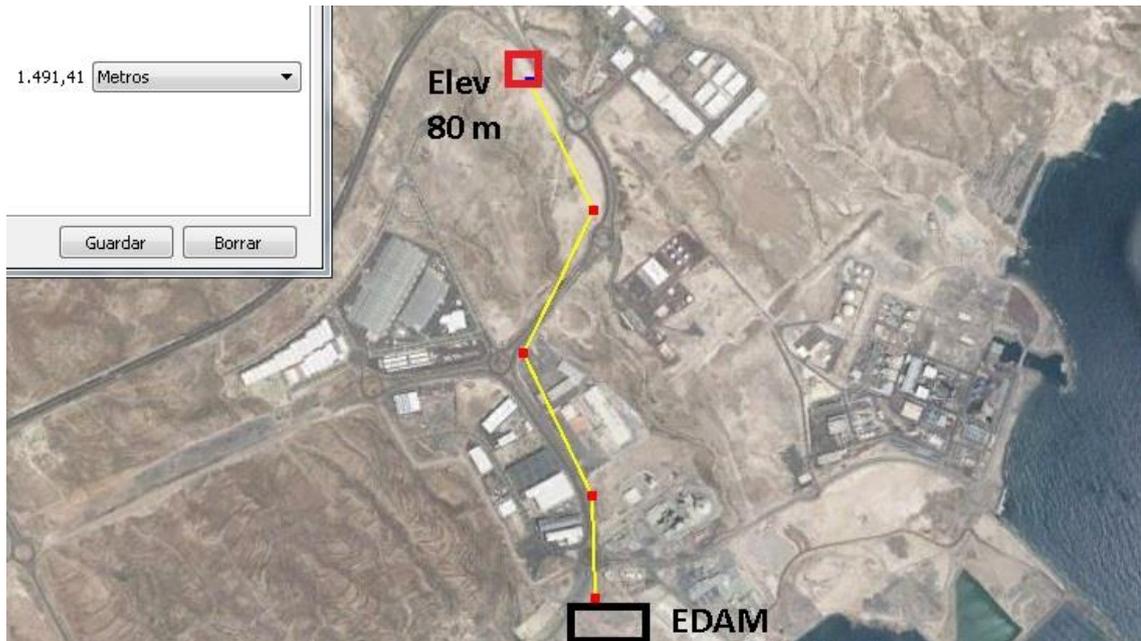


Imagen 36. Representación del supuesto recorrido de la tubería de distribución y emplazamiento del depósito regulador

En la parte superior se encuentra el depósito con una elevación de 80 metros (las industrias más elevadas están a una altitud de 75 metros aproximadamente), en la inferior la EDAM o IDAM (Estación desaladora de Agua de Mar, Instalación Desaladora de Agua de Mar), y la línea amarilla simboliza la tubería de distribución.

Sabiendo que la planta tiene una elevación de 15 metros, se deduce que la altura geométrica a superar por la bomba es de 6 metros, y además deben calcularse las pérdidas de carga de la tubería de distribución, que en este caso serán más importantes que para el caso de captación, por tratarse de una conducción de 1500 metros de longitud.

8.4.1. Tubería de distribución

Con el mismo procedimiento que para el cálculo de la captación, se determina un diámetro comercial de 300 mm, también de PRFV y suministrado por Flowtite, y los parámetros relacionados se incluyen en las siguientes tablas:

Caudal (m³/s)	
D teórico (m)	0,267
D comercial (mm)	300,00
Caudal (m ³ /s)	0,0579
Longitud (m)	1500
Pérdida de carga (m)	2,158

Pérdida de carga total + 10%
2,374

Tabla 16. Parámetros y pérdida de carga de la distribución

Para este caso se supusieron unas pérdidas por válvulas y demás accesorios del 10%.

8.4.2. Bomba de distribución

Según las consideraciones y cálculos anteriores, la altura requerida por la bomba es de 67,374 metros.

Tras realizar la búsqueda correspondiente en los diferentes fabricantes como en los casos anteriores, sólo se consigue una bomba:

Fabricante	Modelo	Eficiencia total
Lowara (Xylem)	SHF 80-250/5506	71,9 %

Tabla 17. Opción para la bomba de distribución

Los motivos de por qué no hay más opciones disponibles de otros fabricantes se comentan en el Anexo II.

Cabe comentar que aunque se ha dimensionado la distribución para que una bomba realice todo el trabajo, se van a implantar dos bombas, de manera que se puedan alternar y se evite una parada prolongada de la planta en caso de avería.

8.5. Ajuste de los parámetros finales de la planta

Como se había comentado en el apartado de elección del sistema de desalación, el software de ERI suponía de manera automática rendimientos para las bombas de alta presión y Booster, además, no tenía en cuenta la existencia de las bombas de captación y distribución. Por ello, este apartado final para el bloque de desalación pretende introducir al análisis estos aspectos, y hallar así la potencia requerida y el consumo específico final.

Se muestra una comparativa entre los rendimientos supuestos por ERI para el caso de estudio de etapa simple y 7 membranas por tubo, y los rendimientos reales resultantes del dimensionado de las bombas.

Caso	BAP	Booster
Rendimientos ERI	75,84 %	74,39 %
Rendimientos finales reales	81,53 – 81,7 %	79,8 – 79,83 %

Tabla 18. Comparación de rendimientos entre el software ERI y los reales derivados del dimensionado

En la fila para rendimientos finales reales se muestra primero el rendimiento obtenido por el fabricante, al multiplicar el rendimiento del motor por el de la bomba propiamente dicha, y luego, el valor aproximado, resultante de no introducir exactamente los decimales necesarios, por la limitación a un decimal del programa.

También se aprecia la mejora, derivada de la introducción de los nuevos rendimientos (izquierda), del consumo específico aportado por ERI, respecto al caso del apartado de

elección del sistema de desalación (derecha).

PX Technology Performance		PX Technology Performance	
PX unitary flow	48,9 m ³ /hr	PX unitary flow	48,9 m ³ /hr
Salinity Increase at membranes	2,8%	Salinity Increase at membranes	2,8%
Volumetric mixing VM	5,8%	Volumetric mixing VM	5,8%
Lubrication flow (LF) per PX array	2,3 m ³ /hr	Lubrication flow (LF) per PX array	2,3 m ³ /hr
LF as % of concentrate flow	0,9%	LF as % of concentrate flow	0,9%
HP DP	0,5 bar	HP DP	0,5 bar
LP DP	0,5 bar	LP DP	0,5 bar
RO Specific Energy **	2,36 kWh/m ³	RO Specific Energy **	2,53 kWh/m ³
Efficiency	97,63%	Efficiency	97,63%

Imagen 37. Comparación de los parámetros relacionados con la recuperación de energía para el caso de rendimientos supuestos y el de rendimientos reales finales

Ahora, una vez se añaden las aportaciones de la captación y distribución, se realiza la siguiente tabla de resultados en la que aparecen las aportaciones, tanto en consumo de potencia, como consumo específico, de las distintas bombas que se han dimensionado para la instalación:

Equipo	Consumo (kW)	Consumo específico (kWh/m ³)
BAP	469,91	2,256
Booster	21,85	0,105
Captación (2)	95,35	0,458
Distribución	53,20	0,255

Tabla 19. Consumos específicos de las bombas que componen el sistema de desalación

Consumo total planta (kW)
640,30
Consumo específico total planta (kWh/m ³)
3,07

Tabla 20. Consumo de potencia y consumo específico final de la planta desaladora

8.6. Sistema de abastecimiento energético

Lo primero será nombrar los diferentes panoramas que se plantean, ya que con este tipo de energías renovables, la producción energética no es constante ni uniforme.

Dado que según las condiciones climáticas de la zona, el recurso eólico durante la noche suele disminuir notablemente y que obviamente, no se dispone en este periodo del solar, se plantearán dos situaciones principales, una para el abastecimiento diurno y otra para el nocturno.

Debido al contexto de este proyecto, el abastecimiento nocturno no puede ser cubierto en su totalidad por las energías renovables estudiadas, por lo que se requeriría de un sistema de acumulación de energía que junto con el posible e irregular apoyo del sistema eólico permitiese minimizar el suministro de la red.

Hay diversas alternativas para la acumulación de la energía residual y su posterior utilización en momentos de necesidad. Hay algunos tan curiosos y únicos como la acumulación de aire a presión en cuevas subterráneas para su posterior utilización en una turbina, pero los más usuales son el bombeo de agua para la acumulación en forma de energía potencial, la utilización de baterías y la acumulación en forma de hidrógeno a través del agua como energía química.

Sin embargo, ninguno de estos sistemas de acumulación será objeto de estudio en este proyecto, por lo que para el abastecimiento nocturno se aprovechará el abaratamiento de la tarifa nocturna de la red.

A pesar de dividir el estudio en dos casos distintos, el dimensionado del sistema eólico

es anual y además tiene en cuenta la jornada completa, no sólo el período diurno, sin embargo, como el solar sí que es estrictamente diurno, se ha llevado a cabo esta consideración, porque se busca el autoconsumo en el período diurno, ya que es cuando se puede contar con ambos recursos energéticos. Durante la noche, también se contará con un aporte del sistema eólico, pero nunca será suficiente para asegurar el autoconsumo, por lo que se requiere del apoyo de la red.

En cuanto al abastecimiento diurno, se debe comentar que el clima de la zona del emplazamiento de la planta, nos asegura muy pocos días en los que los recursos eólico y solar sean nulos o mínimos de manera simultánea, por lo que en su gran mayoría, el abastecimiento diurno, periodo en el que en mayor medida (horas punta y llano), la tarifa eléctrica es más cara, está, en su mayoría, asegurado por energías renovables.

Para el dimensionado se pondrá como objetivo alcanzar el abastecimiento del 100% de la demanda de la planta, no se buscará ni una generación mayor (sobredimensionada), ni menor (infradimensionada), ya que los valores de referencia serán medias anuales, y como ya se comentó, estos recursos energéticos son muy variables. En concreto, el recurso solar, varía de una forma relativamente regular a lo largo del año y durante el día, siendo máxima en las horas centrales, y siendo la energía por unidad de superficie alrededor del doble en verano que en invierno. Por otro lado, el eólico varía de manera muy irregular a lo largo de los días, incluso, de unas horas a otras. Por esto, al trabajar con promedios, habrá días o momentos de déficit, pero también otros de excedente energético.

Para asegurar el consumo en los momentos de déficit se contará con el apoyo de la red. Lo ideal sería no necesitar de este apoyo, y sobredimensionando el sistema energético se podría conseguir, pero la energía sobrante sería excesiva. Si se dimensiona para menor capacidad con el objetivo de reducir costes de inversión y mantenimiento posterior, se requerirá a lo largo del año mayor cantidad de energía de la red, y las situaciones de autoconsumo se reducirían notablemente.

Por tanto, lo fijado es una situación que tienda al equilibrio, o dicho de otra forma, que resulte en un balance anual con la red lo más próximo a cero.

La idea inicial es partir de un reparto equitativo del abastecimiento para ambos sistemas del 50%, sin embargo, finalmente se adoptó un reparto del 60% para energía eólica y 40% para solar, principalmente motivado por la gran extensión del campo solar requerido.

Este hecho se explica más detalladamente en el Anexo III.

8.6.1. Sistema eólico de abastecimiento energético

Para comenzar el dimensionado del sistema eólico se debe evaluar el recurso eólico. Ya se sabe que una de las zonas potencialmente aptas para instalar aerogeneradores es en la que se encuentra la planta, pero para instalar aerogeneradores deben tenerse en cuenta diversos factores.

Primero se analizaron tres zonas cercanas a la planta con el calculador online de energía estimada producida por un aerogenerador que ofrece el ITC, con el objetivo de seleccionar cuál es la que posee mayor potencial.

Para ello se selecciona el modelo de Enercon E70/2000 y se aplica el análisis a cada punto a una altura de 45 y 60 metros.



Imagen 38. Emplazamientos estudiados para la instalación del sistema eólico

Los resultados de viento y potencia generada para cada emplazamiento se incluyen en las tablas siguientes:

Zona 1		
Altura	velocidad de viento media (m/s)	Potencia generada (kW)
45 m	8,1	793,78
60 m	8,4	844,75

Zona 2		
Altura	velocidad de viento media (m/s)	Potencia generada (kW)
45 m	6,9	598,23
60 m	7,4	674,95

Zona 3		
Altura	velocidad de viento media (m/s)	Potencia generada (kW)
45 m	8,1	803
60 m	8,5	853,1

Tabla 21. Parámetros derivados del estudio de la zona 1, 2 y 3 respectivamente

Comparando los resultados se muestran las zonas 1 y 3 como las más favorables, con una velocidad de viento promedio similar. Ante esto, teniendo en cuenta la mayor distancia de la zona 3, podría seleccionarse automáticamente la zona 1 como la solución más adecuada. Sin embargo, hay un factor importante que se debe tener en cuenta, y es la futura construcción de las instalaciones del puerto industrial, entre las que destacan edificios, terminal de contenedores y otras, y grúas portuarias de gran altura. Estas estructuras sin duda generaran cambios en parámetros como la rugosidad del terreno, y muy probablemente provocarán un incremento de las turbulencias y reducción de la velocidad media del viento.

Ante este importante factor, se decide seleccionar la zona 3 para la implantación del aerogenerador, teniendo en cuenta además que permitirá una generación de energía ligeramente mayor al punto 1.

No se analizó ningún punto hacia el oeste de la planta desaladora principalmente por la proximidad del parque eólico del ITER, y además porque al estar a barlovento del puerto industrial y de otras industrias como la central de Granadilla, sufrirá efectos perjudiciales en las condiciones del viento, de la misma manera que los puntos 1 y 2.

No es necesario tener ningún factor del Decreto 32/2006, de 27 de marzo, sobre separación entre aerogeneradores ya que el parque eólico de la planta sólo consta de un único aerogenerador y los más cercanos son los del ITER, a una distancia aproximada de 2,3 kms.

Una vez determinado el emplazamiento del sistema eólico, se necesita seleccionar el modelo y el número de aerogeneradores más adecuado. Para ello se buscó entre los modelos existentes de media potencia en el parque eólico del ITC, y dado que la mayoría ya no se encuentran en el mercado, se buscó y se consiguieron otros cinco modelos fuera del mismo.

Se aplicó un análisis para el emplazamiento elegido, 45 metros de altura y cada uno de los modelos existentes.

Después de comprobar en los resultados qué aerogeneradores resultan válidos para el 60% del abastecimiento energético (384,18 kW), se obtienen las tres alternativas siguientes:

Fabricante y modelo	Potencia unitaria (kW)	Número de aerogeneradores	Potencia requerida (kW)
Gamesa G58-850	386,2	1	384,18
Unison U57	360	1	384,18
EWT DW52/54-500	360	1	384,18

Tabla 22. Opciones para la elección del aerogenerador

No resulta ninguna alternativa de dos aerogeneradores para las condiciones requeridas, sólo tres modelos en configuración única, dos de los cuales se acercan al valor requerido, pero si alcanzarlo, y otro, podría decirse que lo iguala, aunque con una potencia promedio ligeramente superior.

Se decide seleccionar el aerogenerador de Gamesa G58-850 por diversos motivos. El

primero de ellos es que es el único de los tres que cubre por completo la potencia requerida, mientras que los otros dos tienen un pequeño déficit de algunos kW. Por otro lado, Gamesa es una empresa de gran prestigio y fiabilidad, uno de los principales fabricantes de aerogeneradores del mundo y líder en el mercado español, además, se trata de una multinacional española con sede en Bilbao.

El proceso de comparación entre los diferentes aerogeneradores y su elección, se desarrolla en el Anexo III.

Con el aerogenerador ya seleccionado, ahora es necesario comprobar los resultados de su implantación a una altura facilitada por el fabricante. Primero se utilizará de nuevo el calculador del ITC, y el resultado se comprobará con una herramienta de elaboración propia en formato Excel, basada en la compenetración entre la distribución de Weibull y la curva de potencia del aerogenerador (véase Anexo III).

Gamesa proporciona torres tubulares de 44, 55, 60, 65 y 71 metros. Como el emplazamiento seleccionado se encuentra prácticamente en el mar y a sotavento de cualquier obstáculo con respecto a la dirección predominante del viento (E-NE), la rugosidad será prácticamente mínima en su mayoría, por lo que teniendo también en cuenta que la altura de la torre corresponde con un porcentaje importante del coste del aerogenerador, se instalará una torre de 44 m.

El calculador online genera el siguiente cuadro con las condiciones finales del aerogenerador:

Coord X (UTM):	353650	
Coord Y (UTM):	3106950	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	GAMESA	?
	G58/850	
Altura:	44 m	
Cte K de Weibull (44 m):	1.9908	?
Velocidad viento (44 m):	8 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	3371775.4 kWh	?
Potencia anual:	384.906 kW	?
Horas anuales equivalentes:	3966.8 h	?

Imagen 39. Resultados del cálculo de la energía media estimada generada por el

aerogenerador en el software del ITC

Mediante la herramienta de elaboración propia cuyo cálculo se demuestra en el Anexo III, se obtiene un resultado de potencia promedio anual generada que confirma el que los cálculos se han realizado de manera correcta, ya que prácticamente el valor es el mismo (384,91 – 384,92 kW).

Se muestra la tabla con los parámetros utilizados y también la tabla del cálculo de potencia con cada una de sus variables.

Factor de forma (ITC 44m)	Velocidad media viento (m/s)	Factor de escala (m/s)	Densidad del aire estándar (kg/m ³)	Area de barrido rotor (m ²)
1,9908	8	9,0262	1,225	2642

Tabla 23. Parámetros requeridos para el cálculo de la energía generada estimada

Viento (m/s)	PAG (kW)	PI (kW)	Cp	fv	PG (kW)
2	0	12,95	0	0,0471	0
3	9,7	43,69	0,2220	0,0662	0,64
4	31,2	103,57	0,3013	0,0808	2,52
5	78,4	202,28	0,3876	0,0902	7,07
6	148,2	349,54	0,4240	0,0944	14,00
7	242,7	555,05	0,4373	0,0938	22,77
8	368,8	828,53	0,4451	0,0891	32,87
9	525,3	1179,69	0,4453	0,0814	42,75
10	695	1618,23	0,4295	0,0716	49,78
11	796,6	2153,86	0,3698	0,0609	48,53
12	835,9	2796,29	0,2989	0,0502	41,94
13	846,8	3555,24	0,2382	0,0401	33,92
14	849,8	4440,41	0,1914	0,0310	26,37
15	849,3	5461,51	0,1555	0,0233	19,83
16	850	6628,25	0,1282	0,0171	14,51
17	850	7950,34	0,1069	0,0121	10,32
18	850	9437,49	0,0901	0,0084	7,14
19	850	11099,41	0,0766	0,0057	4,81
20	850	12945,80	0,0657	0,0037	3,15
21	850	14986,38	0,0567	0,0024	2,01
Potencia promedio generada					384,92

Tabla 24. Potencia estimada generada por el aerogenerador según la herramienta de elaboración propia

Hasta ahora se ha hallado la potencia que obtiene el aerogenerador a partir del viento, pero dicha potencia sufre unas pérdidas debidas al cableado y otros dispositivos, de manera que a la planta llegará una cantidad de energía menor a la generada directamente por la turbina eólica.

Las pérdidas eléctricas sufridas entre el aerogenerador y la planta se estiman en un 2% y los fallos de red en un 1%, mientras que se establece una disponibilidad técnica anual del aerogenerador del 99%, un valor bastante común en una tecnología hoy en día ya madura. Si se supone también una disponibilidad anual de la planta desaladora del 98%, además de la comparación entre potencias, se puede hacer un balance anual de la energía consumida por la planta y la aportada por el aerogenerador, eso sí, haciendo referencia sólo al 60% de la

potencia y energía:

Energía consumida por la IDAM (MWh/año)	3298,11		Comparación respecto al 60%	
Energía aportada por el aerogenerador (MWh/año)	3237,05	-1,85%		98,15%
Potencia media consumida (kW)	384,18			
Potencia media generada (kW)	377,22	-1,81%		98,19%

Tabla 25. Balance energético entre la planta y el sistema eólico

En el balance de potencia sólo se tienen en cuenta las pérdidas por cableado y otros accesorios (2%), mientras que para el balance energético, al ser anual, sí se tienen en cuenta todos los factores anteriores.

La primera comparación es orientativa, ya que lo que realmente interesa tener como referencia es el aporte instantáneo, dígame la potencia (segunda comparación), y no la acumulación de energía a lo largo del año. Igualmente, se obtiene un resultado muy satisfactorio del dimensionado.

Una vez se ha dimensionado el sistema eólico, el reparto energético para abordar el cálculo del sistema solar queda de la siguiente manera:

Porcentaje del total de la planta	Porcentaje necesario para solar
58,91%	41,09%

Tabla 26. Distribución de abastecimiento energético entre los dos sistemas de abastecimiento

8.6.2. Sistema solar de abastecimiento energético

El sistema solar de la planta es un caso peculiar, ya que no se trata estrictamente de ninguno de los tipos de sistemas existentes, y a su vez tiene características de ambos, por tanto, se podría denominar como un sistema mixto entre de conexión a red y aislado.

A primera vista, se puede pensar que el caso más adecuado es suponerlo como un sistema aislado, ya que se trata de buscar el autoconsumo de una edificación, de una planta desaladora concretamente, y no de producir electricidad con el fin de inyectarla a la red. Sin embargo, el enfoque del dimensionado para sistemas aislados no es el más adecuado, ya que busca una determinada generación de energía que acumular, y no una generación constante de potencia durante la totalidad de la jornada.

El libro *“Energía Solar Fotovoltaica, 7ª edición, Bureau Veritas”* facilita dos hojas de Excel de cálculo para instalaciones fotovoltaicas, una para sistemas aislados y otra para conexión a red. La de sistemas aislados además de lo comentado en el párrafo anterior, no incluye opciones tan necesarias como el dimensionado del inversor, que es esencial para la planta desaladora, por ello se aplicará el dimensionado para sistemas de conexión a red.

El cálculo se hará de manera iterativa, es decir, se probará con distintas configuraciones y número de elementos hasta conseguir una potencia promedio igual o aproximada a la requerida, que sabiendo que al sistema solar le corresponde el 41,09%, este valor de potencia es de 263,1 kW.

El primer punto es el recurso energético solar; se necesita introducir una base de datos con los valores de energía incidente de la zona. Es muy complicado conseguir datos de la localización exacta, y por eso se utiliza la localización que incluye el software de cálculo para la isla de Tenerife.

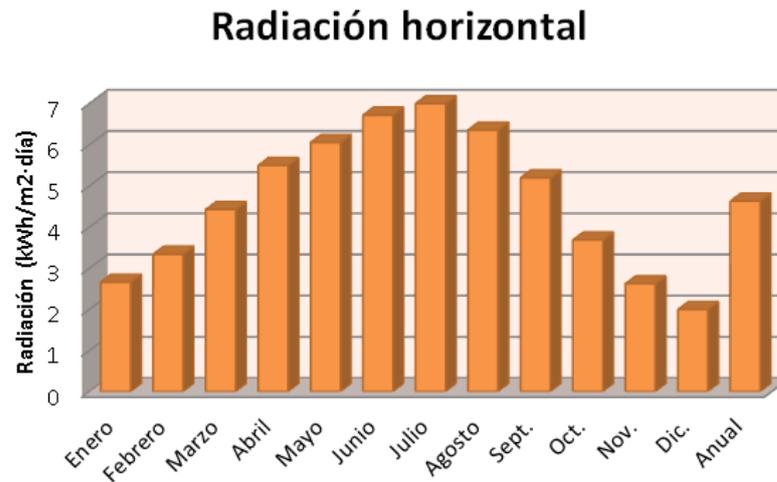


Imagen 40. Radiación horizontal para la isla de Tenerife

Para el dimensionado básico que se va a realizar se necesita buscar un tipo de módulo fotovoltaico y un inversor.

El módulo fotovoltaico se busca entre los fabricantes Atersa, Isofotón y Mitsubishi. Los modelos seleccionados de cada fabricante y sus características principales se incluyen en la tabla:

Módulos fotovoltaicos			
Fabricante	Modelo	Eficiencia (%)	Potencia máx. (W)
Atersa	A-320M GSE	16,43	320
Isofotón	ISF-250 P	15,1	250
Mitsubishi	PV-MLE270HD	16,3	270

Tabla 27. Opciones para la elección del módulo fotovoltaico

Basándose en la eficiencia se selecciona el modelo de Atersa A-320M GSE como módulo fotovoltaico, que además es capaz de generar mayor potencia.

En cuanto al inversor, se decide buscar en el catálogo de un importante referente, concretamente la empresa alemana SMA (System Mess und Anlagentechnik) que presenta la

mayor facturación a nivel mundial para instalaciones fotovoltaicas de suministro a red.

Existen tres tipos principales de inversores. Los inversores tipo Sunny Central tienen demasiada capacidad para los requerimientos de nuestro sistema. Por otro lado a los Sunny Boy no se les puede asociar tantos paneles en serie ni en paralelo como a los Sunny Tripower. Estos dos últimos tienen aspecto y características similares, en general, aunque los segundos tienen mayor potencia, por lo que se decide seleccionar la opción promedio, y dentro de ella, el grupo STP25000TL, con dos modelos diferentes, uno de 20000W y otro de 25000W de potencia máxima entregada.

Inversores SMA	
Modelo	Potencia (W)
Sunny Boy	1000 - 11000
Sunny Tripower	5000 - 25000
Sunny Central	500000 - 1800000

Tabla 28. Distintas gamas de inversores del fabricante SMA

Para determinar cuál de los dos modelos es el más adecuado para el sistema, deben compararse las características resultantes de la implantación de cada uno de ellos.

A continuación se muestra la hoja de cálculo en la que se introducen los diferentes parámetros del módulo y del inversor respectivamente:

Tipo de tecnología			
Datos del módulo solar			
Referencia			
Marca y modelo	A-320M GSE		
Potencia nominal	P_{MAX}	Wp	320
Tolerancia	Tol	%	5
Tensión nominal en el punto máxima potencia	V_{MPP}	V	38,64
Tensión máxima en circuito abierto	V_{OC}	V	46,7
Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I_{MPP}	A	8,290
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A	8,81
Tonc	TONC	°C	46

Imagen 41. Parámetros del módulo fotovoltaico para el software de cálculo fotovoltaico

Datos del inversor				
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
Referencia				
Marca y modelo	STP 20000TL			
Potencia nominal	P_{NOM}	W	20.440	
Potencia máxima CC en campo solar	$P_{CC MAX}$	W	33.000	
Potencia mínima CC en campo solar	$P_{CC MIN}$	W	0	
Tensión máxima CC en operación en el campo solar	$V_{CC MAX}$	V	1.000	
Tensión mínima CC en operación en el campo solar	$V_{CC MIN}$	V	150	
Tensión de conexión CC en el campo solar	$V_{CON CC}$	V	188	
Tensión de desconexión CC en el campo solar	$V_{DESCON CC}$	V	150	
Tensión máxima en circuito abierto CC en el campo solar	$V_{OC MAX}$	V	1.000	
Intensidad máxima CC en operación en el campo solar	$I_{CC MAX}$	A	33	
Rendimiento máximo	η_{MAX}	%	98	

Imagen 42. Parámetros del inversor para el software de cálculo fotovoltaico

El campo solar está compuesto por grupos, cada uno con un inversor y un número de ramas de paneles solares en paralelo asociado. Como se muestra en la siguiente imagen, después de varias iteraciones, se consigue optimizar los grupos a 3 ramas en paralelo y 21 módulos por rama, requiriendo una potencia de 20160 W por inversor.

Determinación de los grupos

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
Número de módulos en serie	-	Uds	21	
Tensión por rama en punto de máxima potencia	$V_{MPP\ MAX\ R}$	V	16	
¿Supera la tensión de conexión del inversor con la rama proyectada?	-	V	NO	
Tensión en circuito abierto de la rama	$V_{OC\ MAX\ R}$	V	981	
Corriente por rama en el punto de máxima potencia	$I_{MPP\ MAX\ R}$	A	8,29	
Corriente de cortocircuito por rama	$I_{CC\ MAX}$	A	8,81	
Potencia por rama	$P_{solar\ rama}$	Kwp	6,720	
Número de ramas en paralelo	-	Uds	3	
Potencia del campo solar para cada inversor	$P_{SOLAR\ /INV}$	Kwp	20,160	
Potencia nominal inversor/Potencia de las ramas conectadas al mismo	-	%	101,39	
Corriente máxima de entrada al inversor	$I_{MAX\ INV}$	A	26,430	

Imagen 43. Cuadro para la determinación de los grupos fotovoltaicos

Según los resultados, y dado que prácticamente la única diferencia entre los distintos modelos es la potencia nominal, se decide seleccionar el modelo STP20000TL, ya que se ajusta mejor a la potencia requerida (20160 W - 20440 W).

El último punto es la determinación de cuántos grupos como los anteriores se requieren para alcanzar el abastecimiento fijado para el sistema solar.

Se decide implantar 17 grupos que ofrecen una potencia de 271,69 kW.

Número de grupos. (Conjunto inversor y ramas como los proyectados)	-	Uds	17
Potencia total instalada en campo solar (Suma de la instalada por grupo)	$P_{SOLAR\ ICR}$	Kwp	342,720
Potencia nominal de instalación (Suma de potencia nominal inversores)	$P_{NOM\ ICR}$	Kw	347,480

Imagen 44. Número de grupos y potencias instaladas

Si se observa la pestaña “potencia total instalada en campo solar”, se puede pensar en un primer momento que este es el valor de potencia que se está buscando, sin embargo, dicho valor sufre pérdidas de distinta índole que se introducen en el PR (Performance Ratio) o eficiencia de la planta, y que resultarán en un aporte de potencia menor a valor de dicha pestaña (342,72 kW frente a 271,69 kW).

El valor de potencia promedio anual generada se halló y comprobó mediante dos métodos que se explican en el Anexo IV y cuyas tablas resumen se muestran a continuación:

Potencia promedio generada (I)			
Mes	PR (%)	Potencia inst. (kW)	Potencia gener. (kWp)
Enero	81,22		278,37
Febrero	80,86		277,14
Marzo	79,61		272,83
Abril	79,86		273,70
Mayo	78,34		268,47
Junio	77,44	342,72	265,41
Julio	77,08		264,17
Agosto	77,46		265,46
Septiembre	78,33		268,46
Octubre	79,39		272,09
Noviembre	80,50		275,89
Diciembre	81,20		278,28
Anual			271,69

Tabla 29. Método I para el cálculo de la potencia real suministrada

Potencia promedio anual generada (II)	
HSP (horas)	4,86
Hse (HSP anuales) (horas)	1772,88
PR anual	79,27%
HSP útiles (horas)	3,85
Energía diaria gen. (kWh/m ² ·día)	1319,65
Energía anual gen. (kWh/m ² ·año)	481672,04
Potencia promedio (kWp)	271,69

Tabla 30. Método II para el cálculo de la potencia real suministrada

Aplicando la misma tabla que para el caso del sistema eólico, suponiendo de nuevo el 98% de disponibilidad para la planta desaladora, un 1% de fallos de red, un 99% de disponibilidad del sistema solar y un 2 % de pérdidas eléctricas, se obtiene esta tabla de balance energético y de potencia.

Energía consumida por la IDAM (MWh/año)	2304,75		Comparación respecto al 41,09 %	
Energía aportada por el campo solar(MWh/año)	2380,00	3,27%		103,27%
Potencia media consumida (kW)	263,10			103,27%
Potencia media generada (kW)	271,69	3,27%		

Tabla 31. Balance energético del sistema solar

9. Resultados de la solución adoptada

En este capítulo de la memoria se procederá a detallar cada una de las partes de la solución final para la planta desaladora de 5000 m³/día.

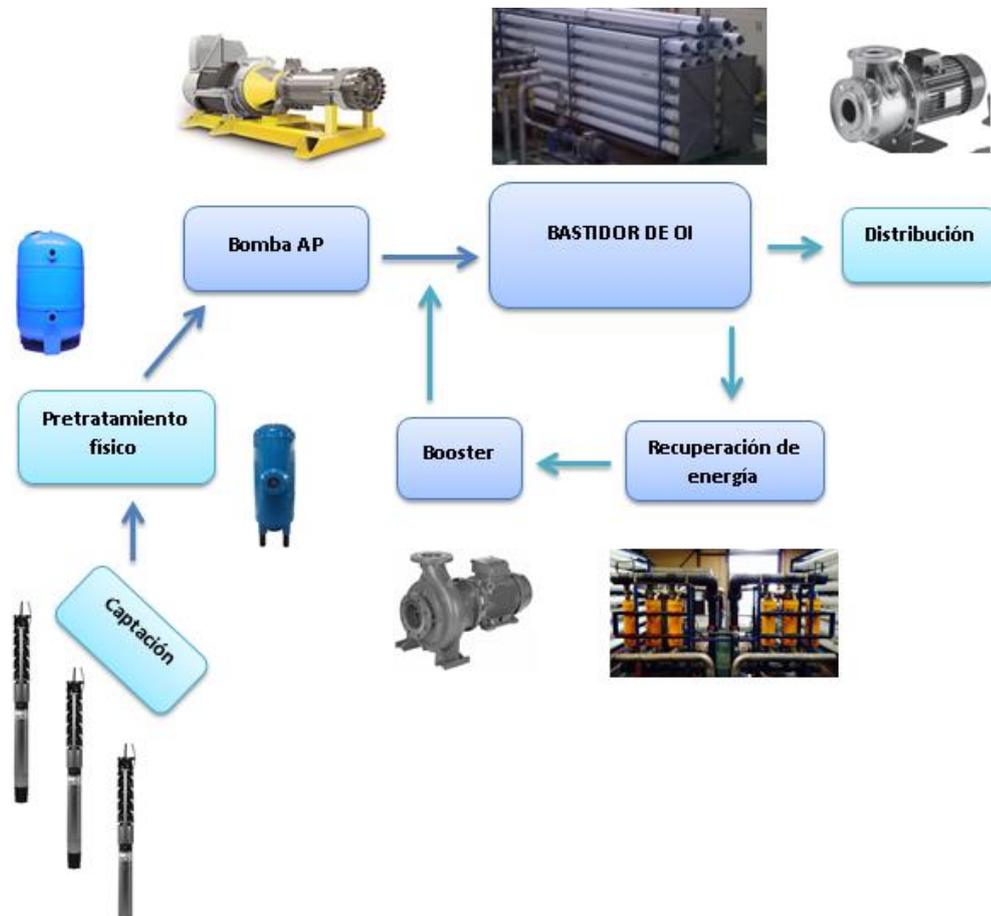


Imagen 45. Esquema básico de la planta desaladora

9.1. Emplazamiento

La estación desaladora de ósmosis inversa alimentada por energías renovables se sitúa en la costa sureste de la isla de Tenerife, en el municipio de Granadilla de Abona, en las Islas Canarias, España. Concretamente en la zona denominada como Playa de las Caletas en el Polígono Industrial de Granadilla, al oeste del futuro puerto comercial.

9.2. Captación de agua de mar

Para la captación se instalarán tres pozos de entre 50 y 80 metros, paralelos a la costa, de los que dos siempre estarán en operación y otro de reserva.



Imagen 46. Construcción de un pozo de captación

Las tuberías de captación se dividen en dos, por un lado se tendrán las tuberías de pozos de 300 mm de diámetro, de las que dos serán de 70 metros para los pozos más alejados, y deben suministrar un caudal de 226,5 m³/h, y por otro el colector de captación de 400 mm de diámetro y 130 metros de longitud, cuyo caudal de diseño es de 453 m³/h. Las tuberías serán de PRFV suministrado por Flowtite.



Cada pozo tendrá una bomba sumergible suspendida a una profundidad aproximada de 45 metros, del fabricante KSB y modelo UPA 250C-250/3I UMA 2200D. Cada bomba está dimensionada para trabajar con un rendimiento del 78,07 % para un caudal de 226,5 m³/h aportando una altura de 59,145 metros.

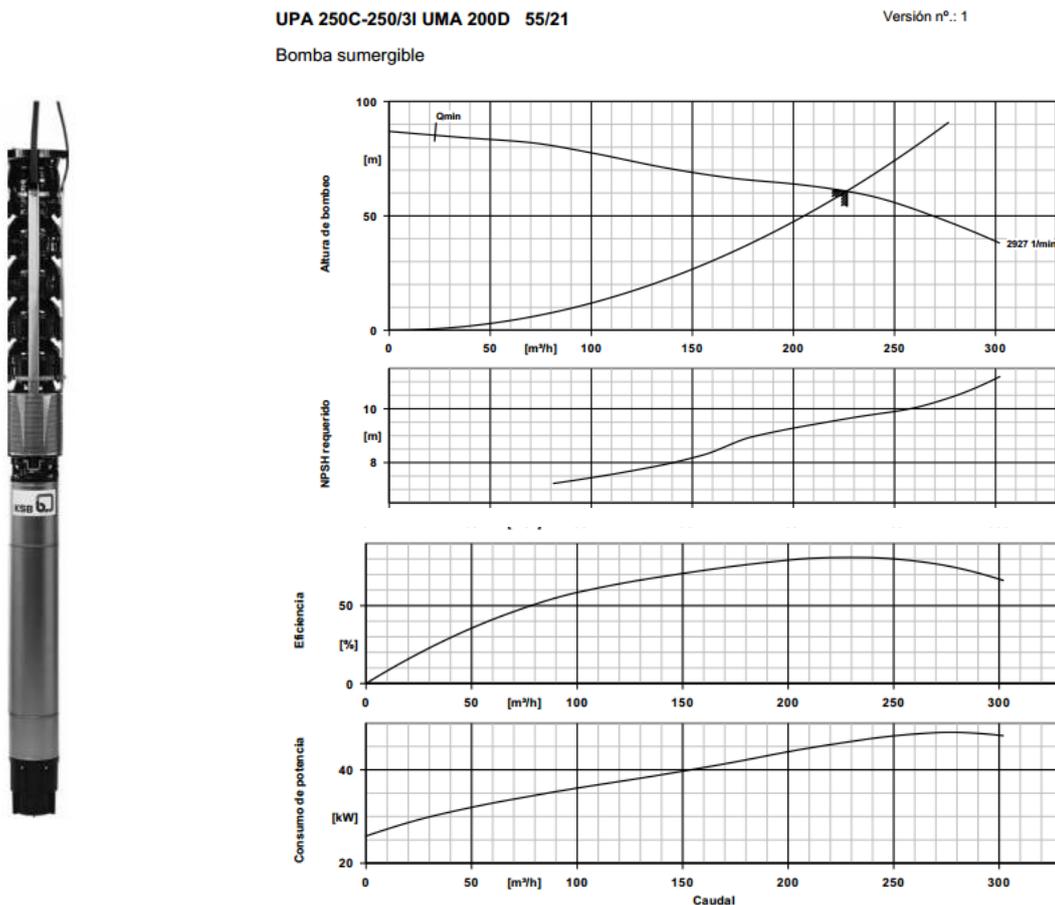


Imagen 47. Curvas características y aspecto de la bomba de KSB UPA 250C-250/3I UMA 2200D

9.3. Pretratamiento físico

Esta parte de la planta constará de filtros de arena y filtros de cartucho de la compañía Calplas. Concretamente se instalarán 11 filtros de arena verticales modelo D-3000/C2000, que trabajarán con un caudal unitario de 41,2 m³/h y una velocidad de filtración de 23,3 m/h, y 4 filtros de cartucho con 43 cartuchos de 40 pulgadas de longitud, dimensionados para trabajar con un caudal unitario de 113,25 m³/h.

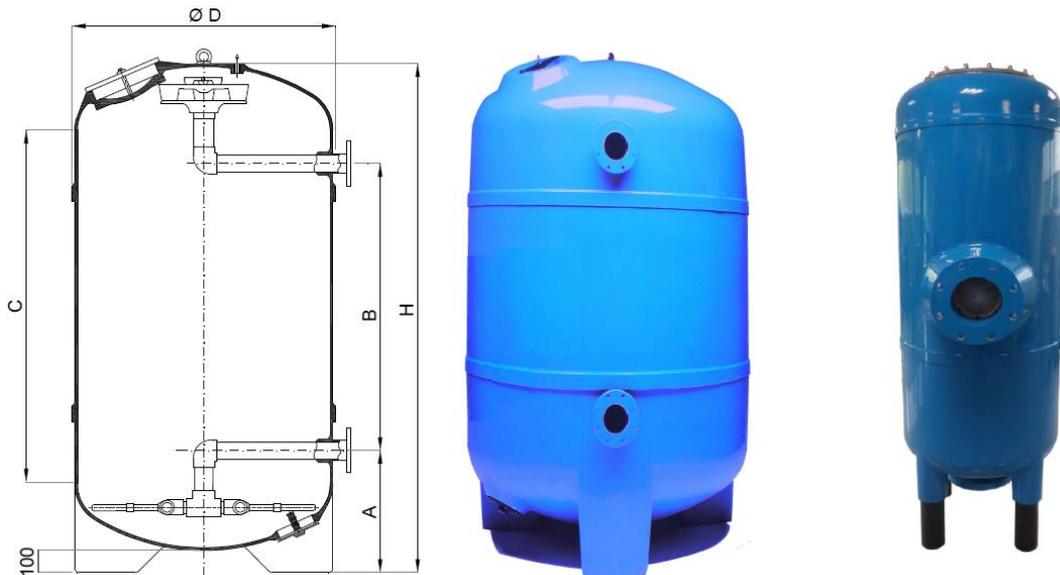


Imagen 48. Filtros de arena y de cartuchos de Calplas (II)

9.4. Núcleo de desalación

9.4.1. Sistema de desalación de ósmosis inversa

El sistema de desalación de ósmosis inversa, corazón de la planta desaladora, estará compuesto por un solo bastidor de etapa simple con 45 tubos de presión de 7 membranas cada uno, es decir, un arreglo de 45x7 membranas, con un total de 315 elementos.

La conversión de diseño del sistema es del 46%, y dado que suministra un caudal de permeado de 5000 m³/día, produce un caudal de rechazo de 5870 m³/día y requiere un flujo de alimentación de 10870 m³/día.

La membrana utilizada es el modelo SW30XLE-400i del fabricante Dow Chemical-

Filmtec Membranes, que ofrecen el menor consumo de energía del catálogo, dispone de una superficie activa de 400 pies cuadrados e incluye capacetes iLEC, con una tecnología innovadora y patentada para elementos de acoplamiento que mejora significativamente el rendimiento de los sistemas de osmosis inversa.



Imagen 49. Membrana SW30XLE-400i (izq.) y ejemplo de un bastidor de ósmosis inversa (der.)

9.4.2. Bomba de alta presión

La bomba de alta presión seleccionada es la bomba de 10 etapas Aquabold 4x6x9 A del fabricante ERI, que es capaz de ofrecer un rendimiento total del 81,53% suministrando una altura de 643 metros a un caudal de 208,33 m³/h.

Representa algo más del 70% del consumo de la instalación y es importante conseguir un alto rendimiento. Afortunadamente, es la bomba que presenta el mejor rendimiento de todas las estudiadas en el proyecto.

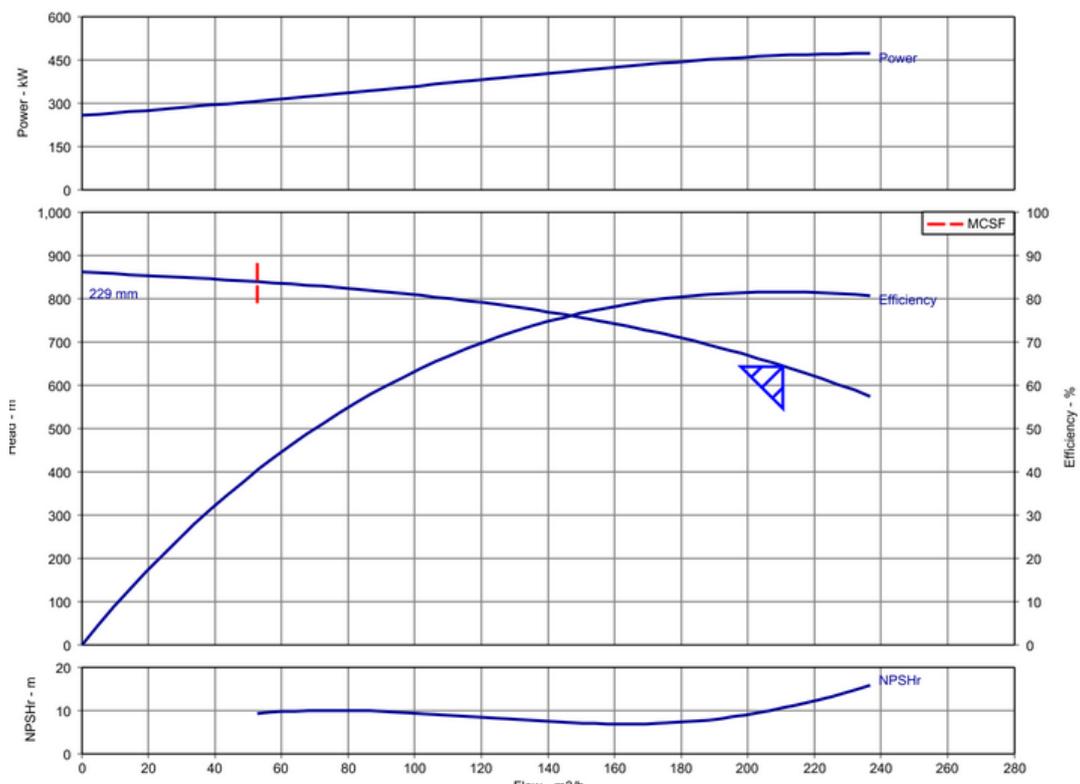


Imagen 50. Bomba Aquabold 4x6x9 A de ERI y sus curvas características

9.4.3. Bomba Booster

Esta bomba necesaria para los sistemas que utilizan intercambiadores de presión como recuperadores de energía, se ha dimensionado para suministrar una altura de 25,43 metros a un caudal de 244,6 m³/h, y ofreciendo un rendimiento del 79,8%. La bomba es del fabricante

Lowara y concretamente se trata del modelo NSCF 125-315/220/W45VCC4.

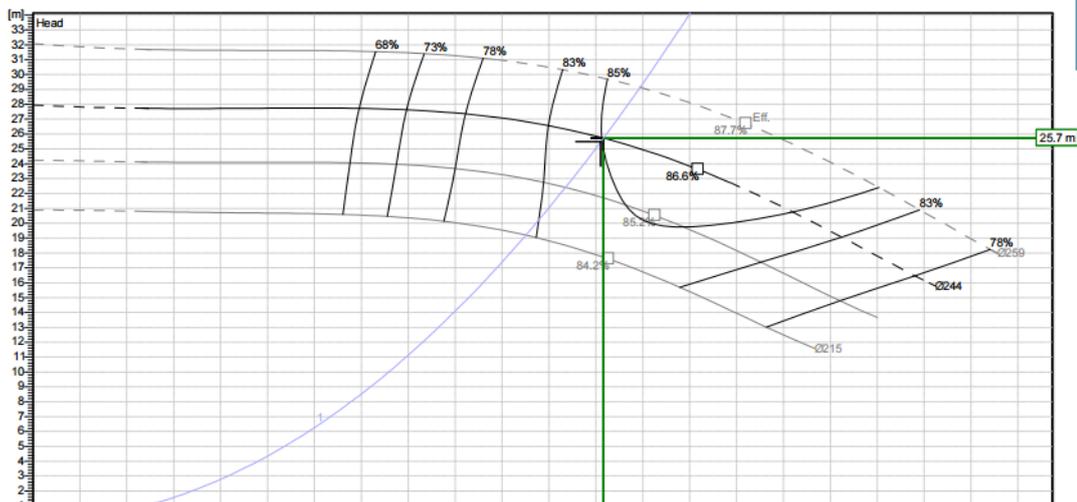


NSCF 125-250/220/W46VCC4

Hydraulic data

Operating Data Specification		Hydraulic data (duty point)		Impeller design	
Flow	242.2 m ³ /h	Flow	243 m ³ /h	Impeller R	244 mm
Head	25.5 m	Head	25.7 m	Frequency	60 Hz
Static head	0 m			Speed	1770 1/min

Power datas referred to:
 Agua salada [100%] ; 277K; 1040kg/m³; 1.57mm²/s
 Performance according to ISO 9906 - Annex A



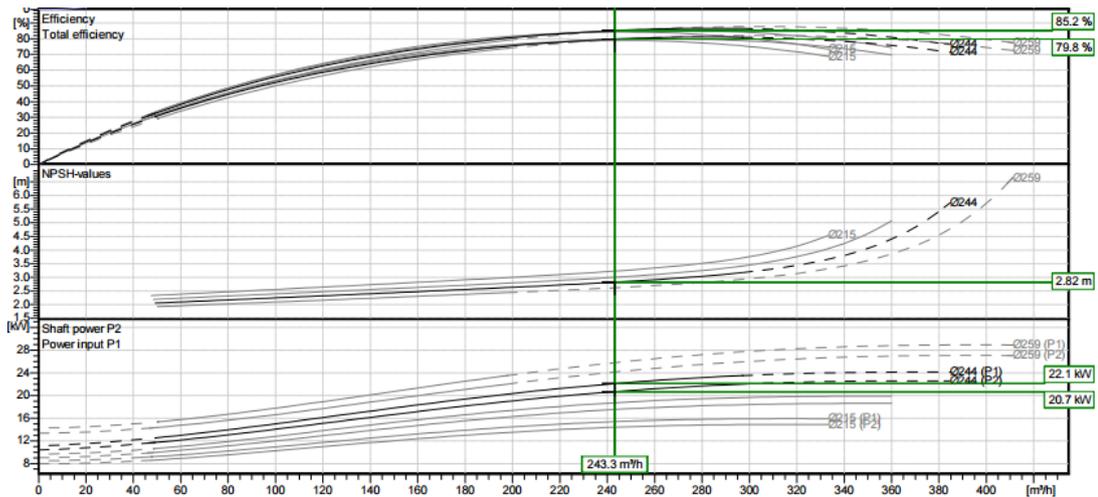


Imagen 51. Bomba de Lowara NSCF 125-315/220/W45VCC4 y sus curvas características

9.4.4. Recuperación de energía. Intercambiadores de presión

Como ya se vio en el apartado de análisis de soluciones, el intercambiador de presión rotativo de ERI, es la mejor opción que se ha encontrado para esta tarea fundamental en una planta de desalación por ósmosis inversa.

Tras el dimensionado con el software proporcionado por el propio fabricante, se decide instalar 5 intercambiadores de presión modelo PX-Q300. Cada elemento trabaja con un caudal de 48,9 m³/h y muestran una eficiencia superior al 97%, concretamente con un valor del 97,63%.



Imagen 52. Ejemplo de instalación de intercambiadores de presión de ERI y modelo PX-Q300

9.5. Distribución del agua producto

La distribución de agua incluye una pareja de bombas y una tubería de gran longitud que trasladará los 5000 m³/día de agua producto a uno de los dos depósitos reguladores de 15000 m³ de capacidad que según el PHT se pretenden instalar en los alrededores del Polígono industrial de Granadilla.

La tubería de distribución tiene un diámetro de 300 mm para suministrar un caudal de 208,33 m³/h, y una longitud de 1500 metros. También está fabricada en PRFV y será suministrada por Flowtite.

Se instalarán dos bombas del fabricante Lowara modelo SHF 80-250/5506, dimensionadas para satisfacer cada una la demanda completa del caudal. La idea de instalar dos bombas es alternarlas para aumentar la vida útil de las mismas, y para no verse obligados a parar la planta en caso de que una fallase.

Este modelo de bomba centrífuga ofrece una altura de 67,37 metros para un caudal de 208,33 m³/h y con un rendimiento total del 71,9%.



SHF 80-250/5506

102211980

Hydraulic data

Operating Data Specification		Hydraulic data (duty point)		Impeller design	
Flow	209 m ³ /h	Flow	208 m ³ /h	Impeller R	215 mm
Head	68 m	Head	67.4 m	Frequency	60 Hz
Static head	0 m			Speed	3500 1/min

Power datas refered to:
 Agua salada [100%] ; 277K; 1040kg/m³; 1.57mm²/s
 Performance according to ISO 9906 - Annex A

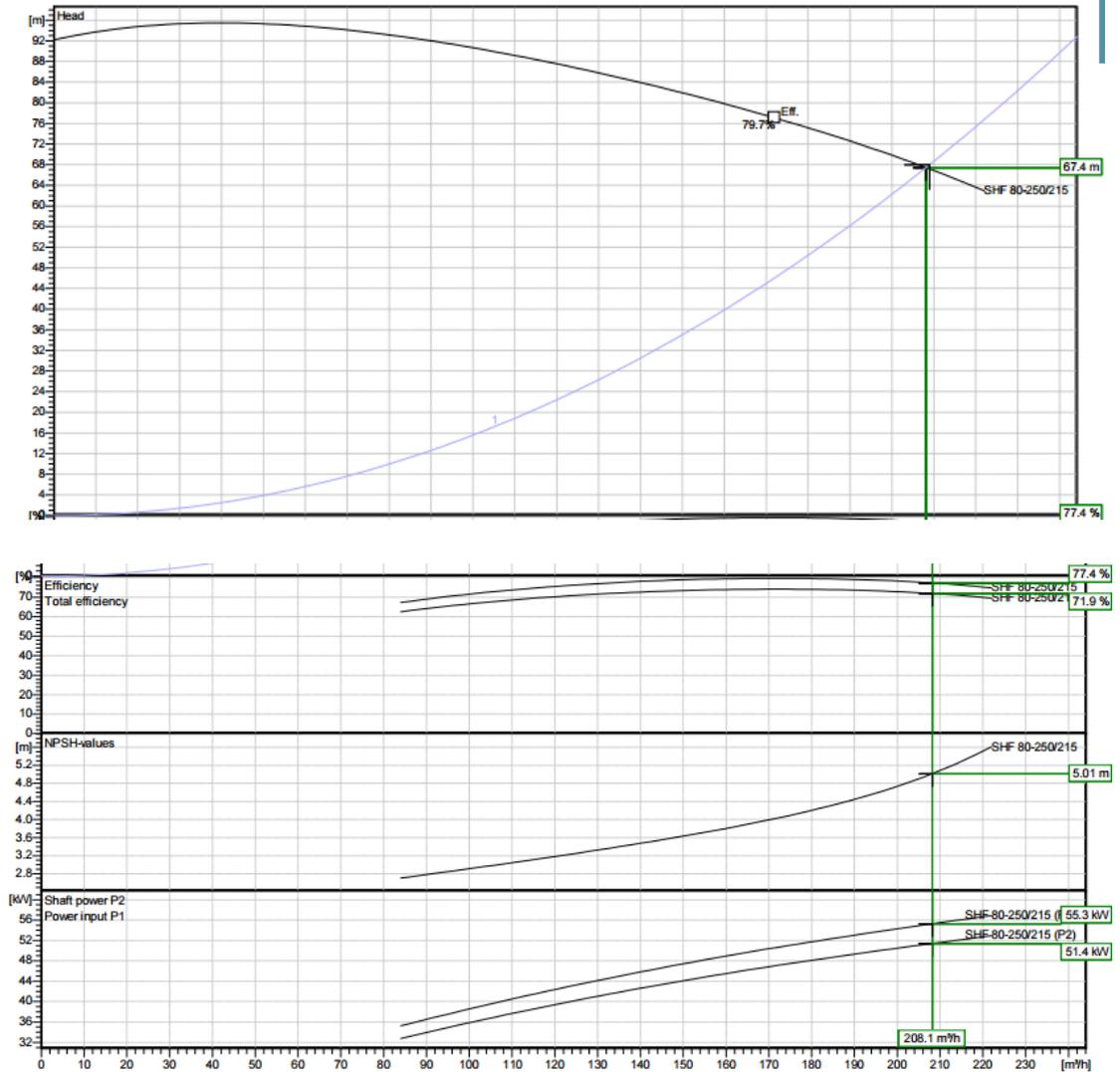


Imagen 53. Bomba de Lowara SHF 80-250/5506 y sus curas características

9.6. Sistema de abastecimiento energético por energías renovables

9.6.1. Sistema eólico

El sistema eólico de abastecimiento energético contará con un solo aerogenerador del fabricante Gamesa, concretamente el modelo G58-850 kW, cuyo emplazamiento se situará en el espigón del futuro puerto comercial, que ya se encuentra parcialmente construido.

La turbina eólica se instalará sobre una torre tubular de 44 metros de altura. Dispone de tres álabes, cada uno con una longitud de 28,3 metros, el diámetro de rotor es de 58 metros y el área de barrido de 2642 m². La velocidad de rotación del rotor está entre 16,2 y 30,8 rpm. Se espera que aporte a la planta una potencia promedio anual de 377,22 kW, lo que equivale aproximadamente al 59% de la potencia total requerida.



Imagen 54. Aerogenerador G58-850 kW de Gamesa

9.6.2. Sistema solar

Este sistema va a constar de un campo solar situado justo al sur de la planta de ósmosis, en el mismo recinto de la estación desaladora, con 1071 paneles fotovoltaicos de tipo instalación fija (sin ejes de seguimiento). Los módulos son del fabricante Atersa, concretamente el modelo A-320M GSE, con células de silicio monocristalino, una eficiencia del 16,43%, una potencia máxima de 320 W y unas dimensiones de aproximadamente 2 m² (1955x995 mm).



Imagen 55. Inversor STP 20000TL y módulo solar A-320M GSE

El campo solar, a su vez va a estar dividido en grupos de 3 ramas conectadas en paralelo con 21 módulos fotovoltaicos conectados en serie cada una. Para cada uno de estos grupos habrá un inversor asociado del fabricante SMA, modelo Sunny Tripower STP 20000TL con una potencia nominal de 20440 W.

El campo solar aportará a la planta una potencia promedio anual de 271,69 kW (42,43% del total), y suponiendo una separación entre ramas de la misma longitud que los módulos fotovoltaicos, es decir, de 2 metros, se estima que ocupe una extensión aproximada de 4300 m².



Imagen 56. Campo solar de paneles fotovoltaicos

9.7. Resumen de resultados

9.7.1. Características dimensionales y mecánicas

Estación desaladora de agua de mar de 5000 m³/día abastecida por energías renovables

Sistema de desalación	Captación	Pozos	3 pozos de 50-80 m
		Tubería captación	300 mm de diámetro y 70 m de longitud - PRFV
		Colector captación	400 mm de diámetro y 130 m de longitud - PRFV
		Bomba de captación	3 bombas sumergible KSB - UPA 250C-250/3I UMA 2200D
	Pretratamiento físico	Filtros de arena	11 filtros de arena Calplas modelo D-3000/C2000
		Filtros de cartucho	4 filtros de cartucho Calplas de 43 cartuchos de 40"
	Núcleo de ósmosis inversa	Membranas	315 membranas SW30XLE-400i
		Bastidor	Etapa simple
		Arreglo del bastidor	45x7
		Bomba de alta presión (BAP)	1 bomba ERI - Aquabold 4x6x9 A (10 etapas)
		Bomba Booster	1 bomba Lowara - NSCF 125-315/220/W45VCC4
		Intercambiador de presión	4 Intercambiadores de presión rotativos ERI - PX-Q300
	Distribución	Tubería de distribución	300 mm de diámetro y 1500 m de longitud - PRFV
		Bomba de distribución	1 bomba Lowara - SHF 80-250/5506

Sistema de abastecimiento energético	Sistema eólico	Aerogenerador	1 aerogenerador Gamesa - G58-850 kW
			Torre tubular de 44 metros de altura
			Diámetro del rotor 58 m
			Área de barrido 2642 m ²
	Sistema solar	Módulos fotovoltaicos	1071 módulos Atersa A-320M GSE
		Inversor	17 inversores SMA Sunny Tripower STP20000 TL
		Grupos	17 grupos - 3 ramas en paralelo y 21 módulos por rama
		Campo solar	4300 m ²

Tabla 32. Características finales de la planta desaladora y su sistema de abastecimiento energético

9.7.2. Características energéticas

Energía consumida por la EDAM (MWh/año)	5496,85		Desviación respecto al total	
Energía aportada por el sistema de energías renovables (MWh/año)	5571,33	1,36%		101,36%
Potencia media consumida (kW)	640,30			
Potencia media generada (kW)	648,91	1,34%		101,34%

Tabla 33. Balance energético total entre la planta y su sistema de abastecimiento energético

Como se puede apreciar, aunque reamente el valor que interesa sea el de potencia promedio, tanto para éste como para los términos de energía anual, el sistema de abastecimiento se ha dimensionado correctamente, ya que los valores de generación se ajustan bastante a los valores requeridos de consumo energético, y además ligeramente por encima en ambos casos.

10. Conclusiones

De la misma manera que el objeto, se determinan conclusiones en dos ámbitos diferentes, por un lado está el enfoque académico del mismo, y por otro las conclusiones derivadas del desarrollo técnico en el sector de la desalación y las energías renovables.

En cuanto a lo académico, el presente proyecto ha significado, junto con las prácticas externas, el principal nexo de unión entre la formación académica y el entorno laboral y profesional del ingeniero técnico. Se ha requerido más que nunca una visión realista, exigente y profunda a la hora de buscar información, abordar los problemas y determinar sus correspondientes soluciones.

También cabe comentar que ha servido para aplicar, en mayor o menor medida, un gran abanico de competencias, conocimientos y temas, abordados durante los cuatro años de formación, ya que en concreto, un proyecto completo de estas características involucra casi la totalidad de las áreas impartidas en la titulación, por no decir todas. Obviamente no se dispone de medios, equipo personal, ni tiempo, para elaborar un proyecto completo y por tanto, muchos de los apartados imprescindibles no han podido ser tratados, aun así, el número de competencias involucradas ha sido considerable.

Destaca a lo largo del proyecto el protagonismo de las áreas de Máquinas e Instalaciones Hidráulicas, Energías Renovables (distribuidas en la titulación entre la anterior asignatura y el área de Ingeniería e Instalaciones Eléctricas), y Oficina Técnica.

Dejando a un lado el aspecto académico y prestando atención al contenido real de este proyecto, cabe comentar que este tipo de sinergia entre desalación y energías renovables, supone un claro ejemplo de tendencia hacia la optimización de recursos y tecnologías en la búsqueda de la eficiencia energética, y la disminución del impacto medioambiental, principalmente derivado de la reducción en la demanda de energías basadas en combustibles fósiles.

Con este concepto de sinergia se quiere hacer referencia a la aparición de ventajas derivadas del acoplamiento de varias tecnologías, en principio con nada en común, que de considerarse por separado, no existirían. La principal de estas ventajas es la compenetración entre la búsqueda del autoabastecimiento energético y la obtención del bien más preciado para el ser humano, el agua, ya que este hecho permite abastecer energéticamente la planta

desaladora, sin suponer la aparición de un nuevo punto de demanda energética para la red eléctrica. De algún modo, se podría decir que “la red eléctrica no se enterará de la existencia de la planta”, por lo que de esta manera, la construcción de una nueva planta desaladora, no supondrá, por ejemplo, un aumento del consumo de combustibles fósiles, algo que hasta hace algunos años atrás podía ser impensable.

En principio se puede pensar que este tipo de sistemas no son una idea tan relevante, pero si se presta atención al gran consumo energético que requieren las plantas desaladoras, al hecho de que con el paso de los años, la construcción de estas plantas irá en aumento, y como no, también a los graves problemas derivados de la disminución de los recursos hídricos, se debe considerar incluso como un tema de primera necesidad.

Este tipo de instalaciones y tecnologías deben seguir en alza, ya que a medida que maduren, se optimizarán y aparecerán nuevas ideas que día a día reduzcan los consumos energéticos y en consecuencia, resulten también en una disminución de los costos, tanto de las instalaciones como de recursos tan importantes como el agua, y por supuesto, en una mejora hacia la interacción con el medio ambiente.

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

**ANEXO I: DESCRIPCIÓN TEÓRICA SOBRE
DESALACIÓN MEDIANTE ÓSMOSIS
INVERSA**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE UNA PLANTA DESALADORA ABASTECIDA POR
ENERGÍAS RENOVABLES**

AUTOR: Diego González Fariña

TUTOR: Vicente José Romero Ternero

Índice:

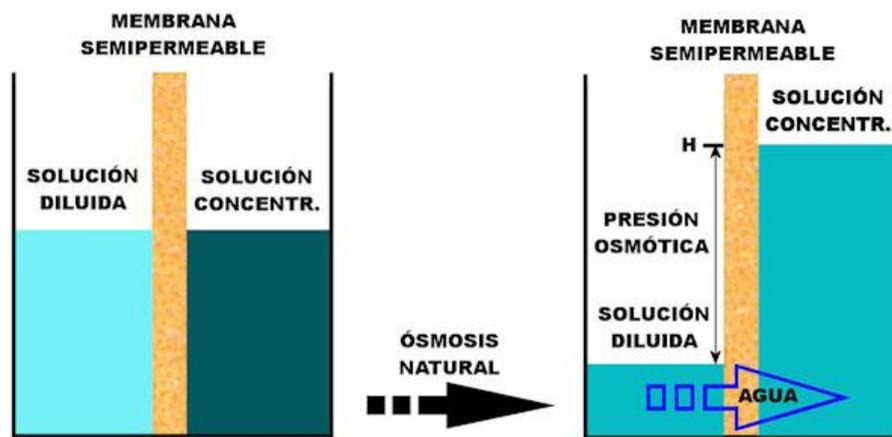
1. Principios de la desalación por ósmosis inversa	6
1.1. Ósmosis directa.....	6
1.2. Ósmosis inversa	6
2. Parámetros más característicos en una membrana de ósmosis inversa ...	7
2.1. Flujo de sales y flujo de agua producto.....	7
2.2. Rechazo y paso de sales.....	8
2.3. Recuperación, recobro o conversión.....	9
2.4. Concentración del rechazo.....	9
2.5. Concentración del producto	9
3. Influencia de los parámetros más característicos de un sistema de ósmosis inversa.....	10
3.1. Presión	10
3.2. Conversión	10
3.3. Temperatura	10
3.4. Concentración salina del agua de alimentación	10
3.5. Tendencia incrustante del agua	11
3.6. Turbiedad.....	11
4. Descripción general de una planta de ósmosis inversa.....	12
4.1. Captación de agua.....	12
4.2. Pretratamiento.....	14
4.2.1. Incrustaciones o atascamiento por precipitaciones	15
4.2.2. Ensuciamiento o atascamiento por depósitos.....	16
4.2.3. Atascamiento por circunstancias especiales.....	17
4.2.4. Pretratamientos químicos y físicos comúnmente utilizados.....	17
4.3. Núcleo de desalación.....	21
4.3.1. Membranas	21
4.3.2. Configuración de las membranas	23
4.3.3. Bombas de alta presión.....	27
4.3.4. Recuperación de energía	28
4.3.5. Bomba Booster o de circulación	34

4.4. Postratamiento.....34

1. Principios de la desalación por ósmosis inversa

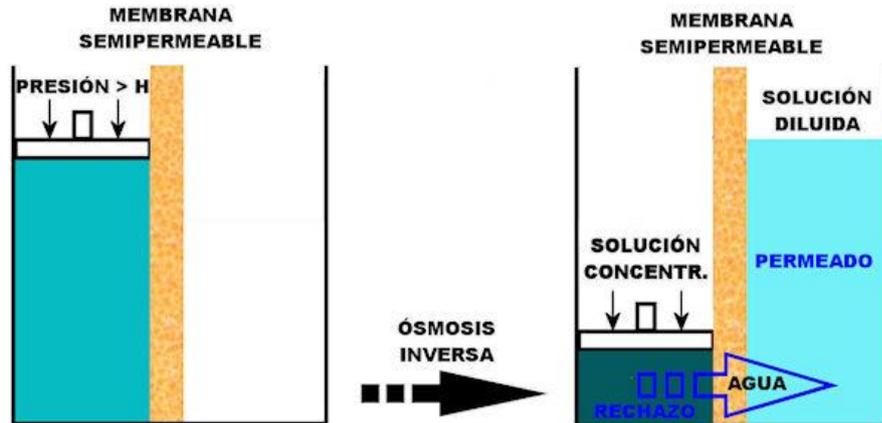
1.1. Ósmosis directa

La ósmosis directa es un proceso natural y espontáneo, que se produce cuando hay dos disoluciones de concentración diferente en contacto, a través de una membrana semipermeable, que permita el paso de las moléculas de disolvente pero no las de soluto. Lo que sucede es que existe un gradiente de concentración salina entre ambas disoluciones, y parte del disolvente de la disolución menos concentrada pasará a la disolución más concentrada para intentar diluirla y equilibrar las concentraciones de soluto. El proceso se detiene cuando se genera una presión extra debido a la diferencia de altura en la columna de líquido, denominada presión osmótica.



1.2. Ósmosis inversa

Atendiendo al caso anterior, si aplicamos sobre la disolución más concentrada una presión mayor o igual a la osmótica se consigue revertir el proceso, resultando en el ya citado proceso de ósmosis inversa.



Este proceso es eficaz para separar sólidos disueltos del agua salobre, del agua de mar y otras soluciones acuosas, para aplicaciones industriales, comerciales, agua potable, agricultura y otros usos.

Cabe destacar que no se trata de un proceso de filtración, ya que la membrana no está dotada de poros, sino que se trata de un proceso de difusión a través de la membrana. Las moléculas de agua son capaces de atravesar la membrana, dejando atrás casi la totalidad de sus sales y otras impurezas como materia orgánica, coloides, sílice y organismos microbiológicos que pueden afectar a la salud humana.

La ósmosis inversa se trata de un proceso continuo con tres flujos distintos, uno de entrada y dos de salida:

- Agua de alimentación o agua bruta
- Agua producto o permeado
- Agua de rechazo, concentrado o salmuera

Las variables de operación que entran en juego en la ósmosis inversa serán tratadas a continuación.

2. Parámetros más característicos en una membrana de ósmosis inversa

2.1. Flujo de sales y flujo de agua producto

El flujo de sales se debe a que la membrana no es perfectamente semipermeable, y por tanto, un pequeño flujo de sal será capaz de atravesar la membrana. Este paso de sales es proporcional, y depende sólo, de la concentración

diferencial.

$$F_s = K_s \cdot (C_a - C_p)$$

K_s : coeficiente de transporte de sales (cm/s)

C_a : concentración de sales del agua de alimentación (g/cm³)

C_p : concentración de sales del agua producto (g/cm³)

La cantidad de agua producto (flujo a través de la membrana) a su vez, sólo depende de la presión diferencial a través de la membrana.

$$F_a = A \cdot (P_m - \Delta\Phi_m)$$

A : coeficiente de transporte de la membrana (l/m²/hora·atm)

P_m : presión diferencial a través de la membrana (atm ó kg/cm²)

$\Delta\Phi_m$: presión osmótica diferencial a ambos lados de la membrana (atm ó kg/cm²)

Por tanto, a mayor presión, se conseguirá mejor calidad de agua producto (mayor flujo de agua y mismo paso de sales), pero también resultará en un aumento del consumo energético, a la vez que no se debe perder detalle a la carga superficial máxima de la membrana.

La **carga superficial**, factor de diseño, flujo de diseño o flux, está expresada en m³/m²·h o l/m²·h, es decir, muestra el volumen que atraviesa la unidad de superficie de membrana en una hora. El fabricante facilita los valores típicos de diseño y el máximo permisible por elemento, si éstos se superan se aumenta exponencialmente el ensuciamiento en las membranas y se reduce su vida útil.

2.2. Rechazo y paso de sales

Son opuestos. Mientras que el paso de sales, como su nombre indica, representa la cantidad de sales que no son retenidas, el rechazo hace referencia

precisamente a esas que sí lo son.

$$PS(\%) = \frac{Cp}{Ca} \cdot 100$$

$$RS(\%) = \left(1 - \frac{Cp}{Ca}\right) \cdot 100 = 100 - PS$$

2.3. Recuperación, recobro o conversión

La conversión indica el porcentaje de agua de alimentación que se transforma en producto. Está limitada por el contenido en sales incrustantes del agua, especialmente en el flujo concentrado. Si se busca una conversión muy alta, el flujo de rechazo puede ser insuficiente para arrastrar la materia coloidal que se puede acumular en las membranas y lo que es más, la concentración de rechazo puede sobrepasar los límites de precipitación de algunas sales, generando incrustaciones, fatales para las membranas. Para recuperaciones muy altas debe pensarse en más de una etapa (mayor número de membranas en serie).

$$R(\%) = \frac{Fp}{Fa} \cdot 100$$

Fp: flujo de agua producto

Fa: flujo de agua de alimentación

2.4. Concentración del rechazo

$$Cr = RS \cdot \frac{Ca}{1 - R}$$

2.5. Concentración del producto

$$Cp = (1 - Rs) \cdot \frac{Ca + Cr}{2}$$

3. Influencia de los parámetros más característicos de un sistema de ósmosis inversa

3.1. Presión

La calidad del agua producto empeora a medida que disminuye la presión aplicada, ya que el caudal de permeado es menor y la dilución de las sales que seguirán pasando a un flujo constante será menor. El aumento de la presión en cambio, supone un aumento del consumo energético y se debe tener en cuenta la resistencia de las membranas para no generar daños por sobrepresión.

3.2. Conversión

Al aumentar la conversión aumenta la concentración en el flujo de rechazo, lo que a su vez produce un mayor paso de sales debido al aumento del gradiente entre flujos. Además, se puede reducir el flujo de permeado por el aumento de la presión osmótica debido también al aumento de concentración.

3.3. Temperatura

Si aumenta la temperatura y los demás parámetros se mantienen constantes el flujo de permeado y el paso de sales aumentarán debido a la mayor difusión motivada por dicho aumento de temperatura.

3.4. Concentración salina del agua de alimentación

A medida que aumenta la concentración de sales en el agua de alimentación disminuye el caudal de permeado y el rechazo de sales, es decir, aumenta el paso de sales, por el mismo hecho por el que se ven afectados estos dos parámetros con el aumento de la conversión.

Tabla resumen del impacto de los distintos parámetros

Incremento de:	Producto	Rechazo de sales
Presión de alta	Aumenta	Aumenta
Temperatura de alimentación	Aumenta	Disminuye
Conversión	Aumenta	Disminuye
Salinidad de alimentación	Disminuye	Disminuye

3.5. Tendencia incrustante del agua

Se debe atender con especial atención a determinados componentes del agua por su tendencia incrustante en determinadas condiciones. Se hablará de los más significativos en el apartado de pretratamiento.



3.6. Turbiedad

La determinación de la turbiedad es imprescindible para diseñar un pretratamiento adecuado.

Aunque la ósmosis también separa materia en suspensión, es muy caro hacerlo directamente con las membranas sobre todo debido a la frecuente

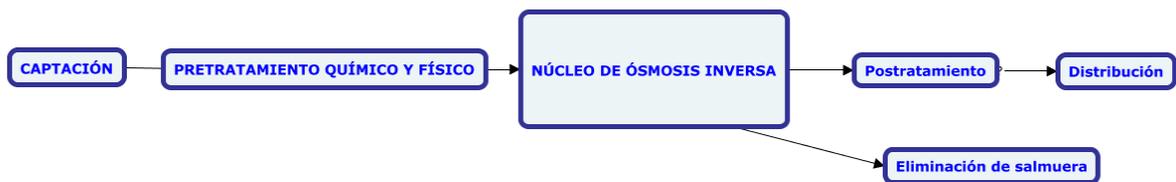
necesidad de limpiezas y a su dificultad.

La turbiedad se mide con el Índice de Densidad de Ensuciamiento (SDI) o el Índice de Turbiedad Jackson (JTU).

4. Descripción general de una planta de ósmosis inversa

Una planta de OI consta esencialmente de cuatro partes bien diferenciadas:

- Captación del agua
- Pretratamiento
- Núcleo de OI
- Postratamiento, eliminación de salmueras y distribución



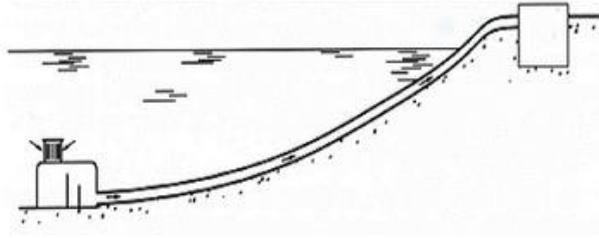
4.1. Captación de agua

Tiene una gran importancia a la hora del diseño y comportamiento de la planta. Es el factor determinante en la elección del pretratamiento requerido.

La toma de agua puede ser de aguas superficiales (toma abierta) o aguas profundas o en pozo (toma cerrada).

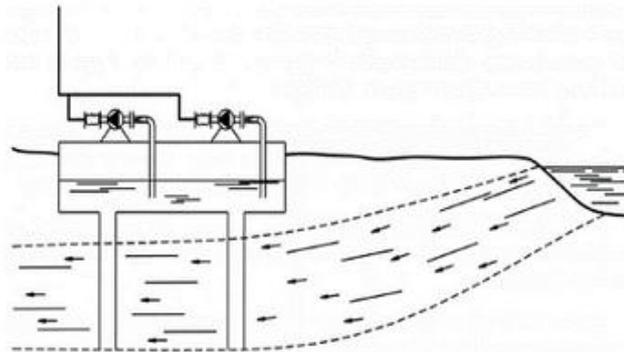
Las **aguas superficiales** contienen materiales en suspensión, por lo que el ensuciamiento de las membranas, definido por el índice de ensuciamiento (SDI), es elevado. Los pretratamientos para este tipo de toma serán costosos, debido también a la presencia de actividad biológica.

Los tipos de tomas de agua abiertas más comunes son la toma mediante emisario submarino y el colector submarino con filtros y equipos de limpieza.



Para la **toma cerrada o en pozo** los niveles SDI son menores, en general, menores de 3, mientras que para aguas superficiales pueden superar fácilmente un valor de 5, que es el valor límite que suelen aconsejar los fabricantes de membranas. Además, este tipo de tomas ofrece una reducida o nula actividad biológica y baja contaminación. Ofrece temperaturas bastante estables. La toma puede ser directamente desde pozo o a través de un aljibe intermedio cerrado.

Los tipos de toma cerrada más comunes son los pozos, las cántaras de captación y las cántaras de captación con sondeos verticales.



Siempre que sea posible se aplicarán tomas cerradas para desalación de agua de mar, ya que el mayor consumo derivado del bombeo se compensa con la mejor limpieza de las aguas.

Bomba de captación

Las bombas no sumergibles son preferibles por su mayor eficiencia y su facilidad de mantenimiento.

Las bombas centrífugas de ejes horizontales se utilizan principalmente para embalses o canales y pozos poco profundos (5-10 m), las de eje vertical para pozos de profundidad media y las sumergibles para pozos de gran profundidad (incluso

más de 200 m).

Bomba de eje horizontal:

Motor y bomba en superficie

Capacidad de aspiración difícilmente supera los 60-70 m.

Bombas de eje vertical:

Motor en superficie y bomba sumergida

Conexión motor-bomba mediante eje vertical de decenas de metros

Pozos de más de 5m

Imperfección en la verticalidad del eje genera desgastes y averías y resultan inadecuadas a partir de ciertas profundidades.

Bombas sumergidas:

Motor y bomba sumergidos

Ideal para pozos sondeo

Grupo instalado suspendido en la tubería de impulsión

Importante tener en cuenta la sumergencia mínima para evitar entrada de aire debido a los molinos generados en la aspiración.

4.2. Pretratamiento

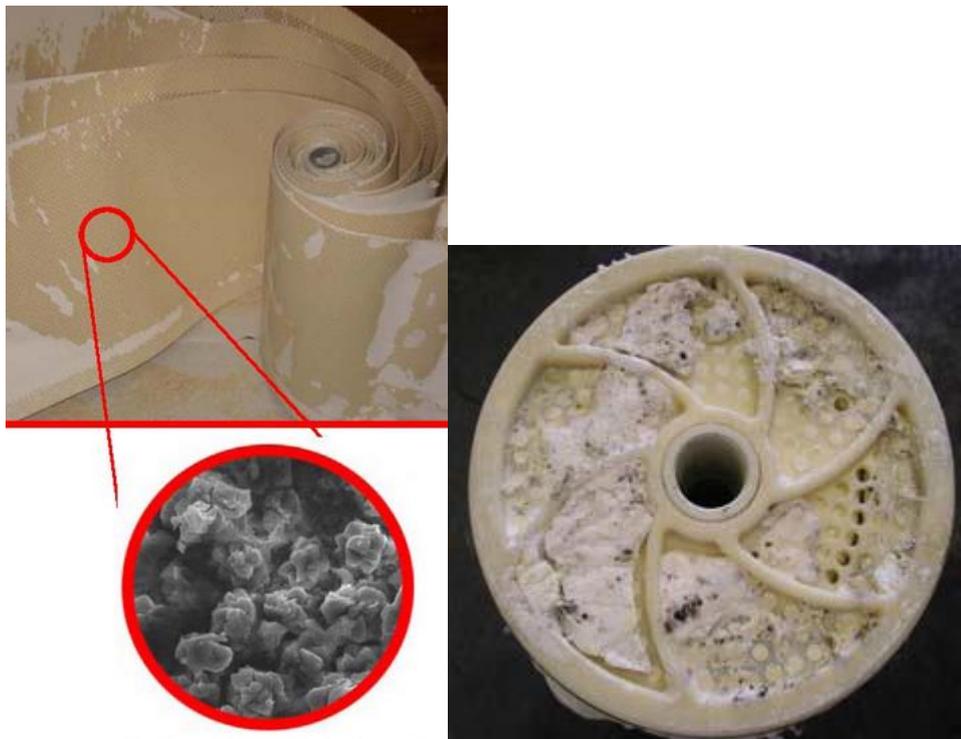
El pretratamiento es el conjunto de procesos físico-químicos que es necesario realizar con el agua de alimentación, para que ésta reúna las condiciones establecidas por los fabricantes de membranas, con el objetivo de alcanzar el máximo rendimiento y vida útil de las mismas.

El pretratamiento es necesario para evitar la incrustación (scaling), ensuciamiento (fouling) y ataque a las membranas. La aparición de los dos primeros puede resultar en una disminución del rendimiento de la planta, un aumento de la presión de operación, de la presión diferencial y de la salinidad del producto.

El principal objetivo de un pretratamiento es impedir o mantener bajo

control los atascamientos que pueden producirse en los módulos, mediante la acumulación de sustancias en la superficie de las membranas.

Los tipos de atascamientos que pueden producirse se deben a precipitaciones, depósitos y algunas circunstancias especiales que se detallan a continuación.



4.2.1. Incrustaciones o atascamiento por precipitaciones

- Precipitación de sales minerales

La precipitación de sales puede producirse si se alcanza el límite de solubilidad o saturación. Las sales normalmente presentes en el agua susceptibles de precipitar son:

- Carbonato cálcico, CaCO_3
- Sulfato cálcico, CaSO_4
- Sulfato de bario, BaSO_4
- Sulfato de estroncio, SrSO_4
- Fluoruro cálcico, CaF_2
- Sílice, SiO_2

- Precipitación de óxidos metálicos

Los óxidos que se encuentran normalmente en el agua y que pueden precipitar son los de hierro, aluminio y manganeso. Estos iones por oxidación forman hidróxidos insolubles que precipitan en la superficie de las membranas.

4.2.2. Ensuciamiento o atascamiento por depósitos

Se produce cuando las partículas quedan retenidas sobre la superficie de la membrana.

Se puede deber a la presencia de partículas de gran tamaño, sustancias coloidales o sustancias biológicas.

- Partículas de gran tamaño:

Si existe la presencia de partículas de gran tamaño, éstas pueden pasar por los sistemas de reparto y acabar en las membranas, pero este tipo de atascamiento no suele presentarse en las plantas de OI porque siempre se colocan filtros de cartuchos antes de las bombas de alta presión.

Los filtros de cartuchos son un dispositivo de seguridad contra las partículas de un tamaño menor. Disponen de un filtrado de alrededor de 5 micras para membranas de fibra hueca y de 10 micras para membranas espirales.

- Sustancias coloidales:

Las materias coloidales se mantienen en suspensión en el agua debido a su carga negativa neta. Debido al proceso de OI, los coloides se concentran sobre la superficie de las membranas y precipitan generando una capa gelatinosa que empeora el rendimiento de los módulos.

Es común que las aguas obtenidas a través de pozos no requieran pretratamientos frente a materia coloidal, ya que ofrecen un SDI bastante bajo, a no ser que exista la presencia de productos de corrosión, contaminación biológica, azufre coloidal o que el pozo sea poco profundo y sufra filtraciones de agua

superficial.

Requiere un mayor tratamiento para membranas de fibra hueca que para las espirales.

- Sustancias biológicas:

Un rápido crecimiento de microorganismos pueden destruir la capa activa de las membranas, si éstas no son biodegradables producen un efecto similar al de las sustancias coloidales, con sus respectivas consecuencias en el rendimiento.

4.2.3. Atascamiento por circunstancias especiales

- Azufre coloidal:

Si el agua en un pozo contiene ácido sulfhídrico, podría formarse azufre coloidal si se inyecta cloro o si entra aire en el pozo de captación debido a la oxidación de dicho ácido. El mejor pretratamiento es evitar la presencia de agentes oxidantes en el sistema.

- Compuestos orgánicos:

Las aguas de mar, en circunstancias especiales pueden contener compuestos orgánicos, que aún en bajas concentraciones pueden ensuciar las membranas.

- Aceites y grasas:

Los aceites, grasas e hidrocarburos forman una película muy adherente sobre la superficie de las membranas reduciendo sus propiedades de rechazo. Deben ser evitados y su presencia en el agua debe ser nula, ya que incluso trazas de dichas sustancias pueden repercutir de forma irreversible en los módulos.

4.2.4. Pretratamientos químicos y físicos comúnmente utilizados

Las filtraciones corresponden a los pretratamientos físicos y los demás a los químicos u otros especiales.

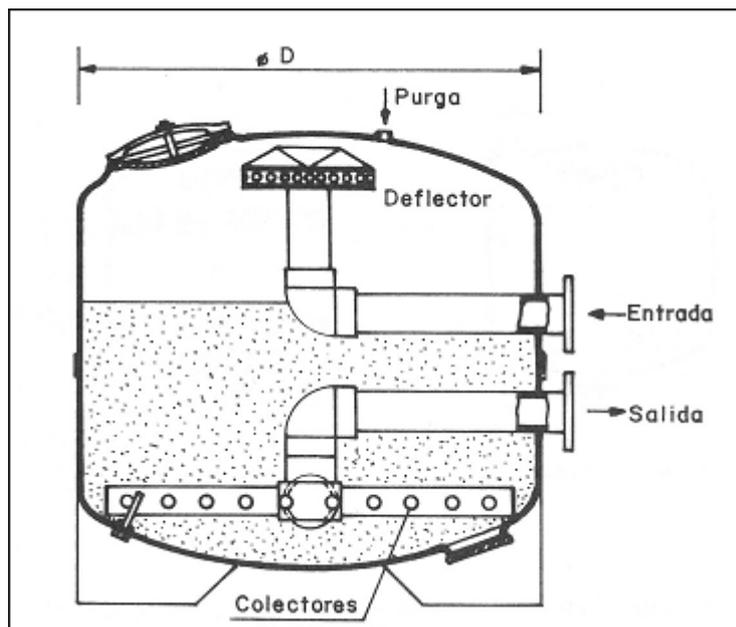
Los procesos utilizados generalmente para el pretratamiento son:

- Acidificación
 - Evita incrustaciones de carbonato cálcico
 - Reduce velocidad de oxidación del ión ferroso
 - Disminuye la velocidad de hidrólisis de las membranas
- Dosificación de antiincrustantes o inhibidores de precipitación
 - Evita o retrasa la precipitación de ciertas sales contenidas en el agua
 - Para plantas de gran capacidad suele estar contraindicado por el proceso y por los costos de explotación



- Oxidación-filtración
 - El ion ferroso puede oxidarse en presencia de aire, cloro o permanganato potásico, formando hidróxido férrico, facilitando entonces su retirada mediante la filtración en filtros de arena, arena verde, etc.
 - A veces se precisa la utilización de un polielectrolito catiónico para la eliminación de hierro coloidal.
- Filtración sobre precapa
 - El agua atraviesa un estrecho lecho filtrante que se ha aplicado sobre un material poroso.
 - Se obtiene un agua con un SDI inferior o igual a 2.
 - Se utiliza generalmente en plantas pequeñas y como sistema de afino del pretratamiento
- Filtración media sobre lecho filtrante (filtros de arena)
 - Su acción no se debe sólo a filtración mecánica, sino a mecanismos electrocinéticos entre el medio filtrante y los coloides.

- Es la primera medida para la eliminación de sólidos en suspensión y partículas coloidales, para SDI 3 o superior.
- Tamaño de filtración de diseño de hasta 20 micras.
- Horizontales para caudales grandes, verticales para caudales pequeños.
- Filtros de arena de presión.
- Arena y/o antracita. Antracita en el fondo.
- Movimiento del agua vertical, desde arriba hacia el fondo.
- Velocidad de filtrado de 10 a 20 m/h para filtros verticales, en torno a 30 m/h.



- Filtración fina (filtros de cartuchos)
 - Tamaño de filtración de al menos 5 micras para proteger la bomba de alta y las membranas.
 - Disposición vertical.
 - Cartuchos o bujías cilíndricos de eje hueco, con orificios sobre el que se enrolla un hilo de polipropileno u otro material plástico a unas determinadas tensiones que garanticen la separación de partículas del tamaño dado.
 - Flujo es radial y vertical, desde la parte exterior a la interior y desde la inferior a la superior.
 - Diámetros de cartuchos en torno a 1,5" y 2".



- Coagulación-floculación
 - Coagular y flocular los coloides presentes en el agua y eliminarlos posteriormente por filtración.
 - Coagulación sobre filtro y coagulación en un decantador (SDI muy alto, salobre superficial).
- Ultrafiltración
 - Separación por filtración de partículas muy pequeñas o sustancias de elevado peso molecular a través de un medio microporoso o de membranas semipermeables.
 - Se puede emplear para reducir el índice de atascamiento de forma significativa, pero son equipos muy caros y se usan generalmente en plantas pequeñas.

- Intercambio iónico
 - Proceso que compite con la OI, y conlleva unos costes iniciales y de mantenimiento elevados.
 - Para instalaciones de pequeño tamaño
 - Eliminar selectivamente ciertos iones, ablandar el agua o reducir el contenido en materias orgánicas.

- Cloración-decloración
 - Contenido de 0,5 a 1 ppm de cloro en el agua bruta de captación superficial para su desinfección.
 - Para membranas de poliamida debe retirarse dicho cloro antes de los filtros de cartucho, si son de acetato de celulosa debe mantenerse en torno a 0,5 ppm.
 - La decloración se lleva a cabo mediante la aportación de bisulfito sódico (NaHSO_3).

- Desgasificación
 - Utilización de bisulfito sódico para retirar el oxígeno disuelto
 - Utilización de desgasificadores al vacío cuando el tamaño de la planta lo aconseja.

- Radiación ultravioleta
 - Alternativa a la cloración. Utilizado para la desinfección.
 - Proceso muy costoso, aplicado en pequeñas instalaciones.

- Microfiltración
 - Todas las plantas de OI y como último paso del pretratamiento deben incluir filtros de cartuchos. Protegen las bombas de alta presión y los módulos de membranas frente a partículas abrasivas.
 - Generalmente, para membranas de fibra hueca se acepta un grado de filtración de 5 micras, siendo de 10 para las membranas espirales.
 - Se diseñan para una velocidad superficial a través de los cartuchos de 5-10 m/h y una caída de presión de 0,14kg/cm² (limpios).

4.3. Núcleo de desalación

4.3.1. Membranas

Las membranas, que constituyen el elemento base de toda instalación de OI, deben reunir las siguientes características:

- Alta permeabilidad al agua pura
- Alto porcentaje de rechazo de sales
- Alta resistencia a los distintos productos químicos
- Estabilidad dentro de un amplio rango de pH
- Alta resistencia mecánica a la presión
- Larga duración

Atendiendo al material podemos agrupar las membranas en celulósicas y no celulósicas.

Celulósicas: Acetato de celulosa (Diacetato, triacetato, acetato-metacrilato y acetato-benzoato).

No celulósicas: Poliamida aromática, poli éter-armida y poli éter-ura.

En la siguiente tabla se plasman algunas características típicas de los dos tipos de membranas:

Característica	Celulósicas	Poliamida
Permeabilidad	Alta (600 l/m ² día)	Baja (100 l/m ² día)
Porcentaje rechazo sales	Alto	Alto
Hidrólisis	Muy sensibles	Insensibles
Ataque bacteriano	Muy sensibles	Insensibles
pH	4,5 - 6,5	4-11
Resistencia al cloro libre	Buena	Mala
Resistencia a otros agentes oxidantes fuertes	Moderada	Mala

Las membranas semipermeables son delgadas y frágiles, requieren un soporte y para ello se instalan en unos recipientes denominados módulos.

Requerimientos de los módulos:

- Garantizar el caudal requerido para la instalación
- Operación continua a altas presiones
- Conseguir un sistema lo más compacto posible. Mayor superficie de membrana posible por unidad de volumen de módulo
- Manipulación y limpieza de membranas sencillas

4.3.2. Configuración de las membranas

Módulo tubular

Conjunto de tubos en paralelo de 1 a 3 cm de diámetro y longitud entre 0,5 a 5m, de paredes rígidas y porosas o agujereadas y revestidas internamente por la membrana.

El fluido bruto circula por el interior de los tubos desde los que pasan al exterior atravesando las paredes de éste.

Producción de permeado relativamente baja y baja compacidad, lo que requiere un mayor tamaño de la instalación respecto a otras.

En cuanto a ventajas:

- Fácil limpieza, sin necesidad de desmantelar el equipo
- Posibilidad de desactivar individualmente tubos defectuosos
- Debido al gran diámetro de los tubos no se requieren pretratamientos severos, y en ocasiones, ninguno



Módulo de placa y bastidor

Consiste en placas separadoras delgadas, con ambas caras recubiertas por las membranas y apiladas horizontalmente. El separador puede ser poroso o tener canales huecos por los que fluye el producto hasta el punto de recogida. Las placas están separadas entre 1 y 2 mm.

Este módulo es más compacto que el tubular, y además resulta fácil la sustitución y limpieza de cualquier membrana, aunque requiere generalmente un pretratamiento específico para el flujo de alimentación.

Módulo con arrollamiento en espiral

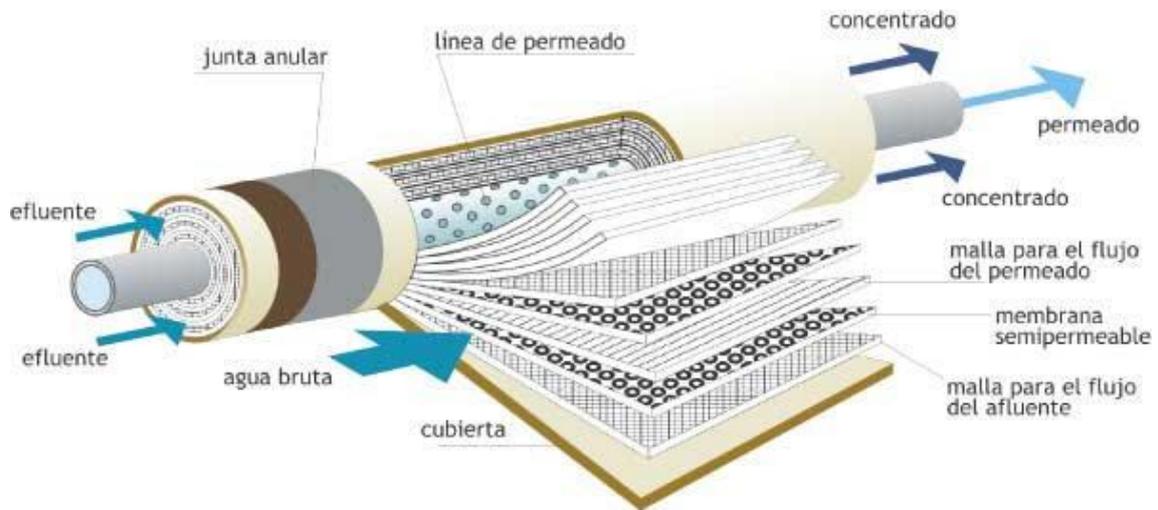
Es el más utilizado en OI por ser el más económico y compacto.

Consta de dos láminas de membrana que se enrollan alrededor de un tubo central, separadas por un soporte poroso que drena el agua producto hacia el tubo. Un dispositivo de mallas plásticas asegura la separación de las membranas durante el arrollamiento, y constituye el canal por el que fluirá el conjunto alimentación-rechazo.

Los fabricantes los requerimientos de caudal mínimo de rechazo necesario para evitar los fenómenos de polarización por concentración. Por ello limitan la conversión por membrana a 10 ó 20%. Para poder operar con valores más aceptables de conversión se utilizan tubos de presión que contienen varios módulos en serie, de modo que el rechazo de la primera membrana constituye la alimentación de la segunda, y así sucesivamente.

Las membranas en espiral son menos productivas que las de fibra hueca, por presentar una compacidad menor, pero ofrecen varias ventajas:

- Más económicas que las de fibra hueca
- Mayor resistencia al ensuciamiento
- Permiten trabajar con aguas más cargadas
- Fácil reposición
- Efectividad y facilidad de lavado
- Mejor control de calidad de los procesos de fabricación



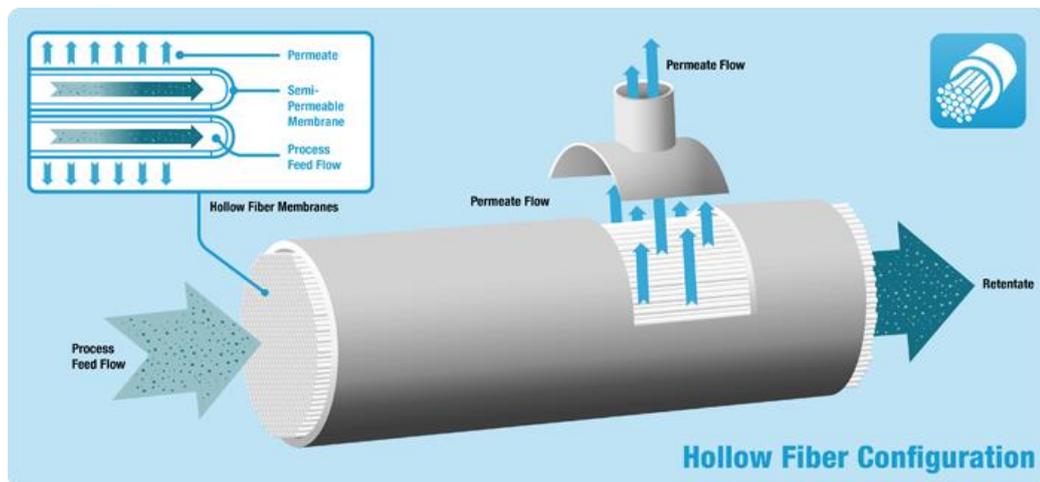
Módulo de fibra hueca

Desarrolladas por la sociedad Du Pont y concebidas especialmente para trabajar con la poliamida como material, ofrecen una superficie de intercambio por unidad de volumen muy grande, originando módulos extremadamente compactos, por lo que queda en segundo plano la baja permeabilidad de este material, cobrando importancia sus ventajas de resistencia frente a la mayoría de componentes químicos y biológicos y variación de pH.

La configuración consiste en tubos huecos de diámetro aproximado al de un cabello humano en forma de U, por los que discurre el flujo de alimentación, que se agrupan en un haz cilíndrico compacto, convenientemente separados alrededor de un tubo central perforado que recoge el permeado.

Presentan una elevada productividad en relación con el espacio que ocupan,

pero presentan un coste elevado, son muy susceptibles al ensuciamiento y por tanto requieren un líquido de alimentación de mejor calidad que las membranas en espiral.



Comparativa entre las diferentes configuraciones de membranas	
Costes del sistema	Tubular, Placa >> Fibra hueca > Espiral
Flexibilidad en el diseño	Espiral >> Fibra hueca > Placa > Tubular
Comportamiento de limpieza	Placa > Tubular > Espiral > Fibra hueca
Requerimientos de espacio	Tubular >> Placa > Espiral > Fibra hueca
Susceptibilidad al ensuciamiento	Fibra hueca >> Espiral > Placa > Tubular

Requerimientos de energía	Tubular > Placa > Fibra hueca > Espiral
----------------------------------	---

4.3.3. Bombas de alta presión

Estas bombas son las encargadas de llevar el agua de alimentación hasta la presión establecida de operación en las membranas.

A continuación se comentarán algunas de las bombas útiles para esta función y sus características principales:

Bombas de desplazamiento positivo:

- Helicoidales o de tornillo:

Desarrollo horizontal, sencillas y sin vibraciones. Provoca un flujo continuo. Se emplea para altas presiones y capacidades de hasta 14 m³/h. Revoluciones en torno a 800 rpm. Eficiencias relativamente bajas para altas presiones, pero muy seguras en su funcionamiento y permiten un fácil mantenimiento. Se suelen aplicar para caudales y presiones medios.

- Bombas de pistones:

Muy robustas y con alta eficiencia teórica en torno al 90%. Aplicación para caudales y presiones pequeños y medios. Presentan mayores problemas mecánicos. No son aplicables para grandes instalaciones.

Bombas centrífugas

- Bombas simples:

Se emplean generalmente para aguas salobres, que requieren menos presión que el agua de mar, y para sitios aislados. Presiones entre 35-45 bar.

- Bombas de chorro:

Fiables. Poco ruidosas y sin vibraciones. Eficiencias en torno al 50-60%. Caudales de hasta 100 m³/h y presiones de 45-75 kg/cm².

Bombas multietapa o multicelulares

- Bomba tipo Booster

Bomba de desarrollo horizontal multietapa con altas eficiencias para caudales pequeños (hasta 50 m³/h). Ofrece un flujo continuo sin vibraciones, con bajo desgaste y larga vida útil en comparación con las demás bombas. Ofrece bajo NPSH, por lo que se reducen los problemas de cavitación. Se utilizan fundamentalmente para aguas salobres e instalaciones pequeñas y medianas. Ofrece presiones no superiores a los 40 kg/cm².

- Bombas multicelular de segmentos:

Adaptables a una amplia gama de presiones y caudales. Ocupan bastante espacio. Requieren poco mantenimiento pero tienen una reparación y desmontaje complejos.

- Bombas de cámara partida:

Robustas. Fácil mantenimiento y gran estanqueidad. Tanto esta como la anterior son buenas para caudales superiores a 100 m³/h. Rendimientos del 80-85%. Fácil mantenimiento pero alto precio.

- Bombas verticales:

Grandes eficiencias para caudales elevados. Inconvenientes de espacio, ya que pueden alcanzar una altura de hasta 4 m y en ocasiones se requiere de la construcción de pozos o agujeros en el techo para poder instalarlas, lo que genera muchos inconvenientes para el mantenimiento.

4.3.4. Recuperación de energía

El rechazo o salmuera que sale de los bastidores de ósmosis inversa lo hace aún con alta presión, con valores que rondan comúnmente los 60 bar en casos de agua de mar, siendo las presiones menores para agua salobre. Esto significa que hay un gran potencial de aprovechamiento energético que permite reducir el consumo de energía total.

Se puede dividir entre métodos tradicionales de recuperación energética, basados en turbinas, y los medios actuales, basados en recuperadores o intercambiadores de presión.

Medios tradicionales:

- Turbina Pelton

Se trata de una rueda con álabes que se encargan de transformar la energía hidráulica del rechazo en energía mecánica rotativa. Ofrecen un rendimiento alto (75-90%), flexibilidad de funcionamiento, descarga a presión ambiente y se utilizan para plantas de capacidad media-alta. Se pueden acoplar a bombas de desplazamiento positivo, centrífugas o motores eléctricos.

Es el sistema tradicional de recuperación de energía más común.



- Turbina de contrapresión

Es una bomba centrífuga modificada tanto mecánica como hidráulicamente para trabajar de manera inversa, es decir, similar a una turbina. Ofrece también un rendimiento alto, aunque menor que la turbina Pelton (70-83%), así como también menor flexibilidad de funcionamiento que ésta. Necesita un by-pass para controlar el caudal de entrada, la descarga no sale a presión ambiente y se utiliza para plantas de capacidad media-alta. Se puede acoplar a bombas centrífugas y motores eléctricos

- **Turbobomba integral**

Es un equipo bomba-turbina, integrado con un eje común y en una misma carcasa. La bomba es de tipo centrífugo y la turbina puede ser Pelton o de contrapresión. Ocupa un espacio más reducido que los sistemas anteriores, aunque su eficiencia es menor (65-78%), son sistemas más delicados de cara a la operación y el mantenimiento.

- **Turbocharger**

Similar a la turbobomba, busca un intercambio directo entre el caudal de rechazo y de alimentación. Ofrece un rendimiento bajo-medio (40-70%), bajo coste, operación y mantenimiento simple y se implanta generalmente para plantas de baja capacidad.

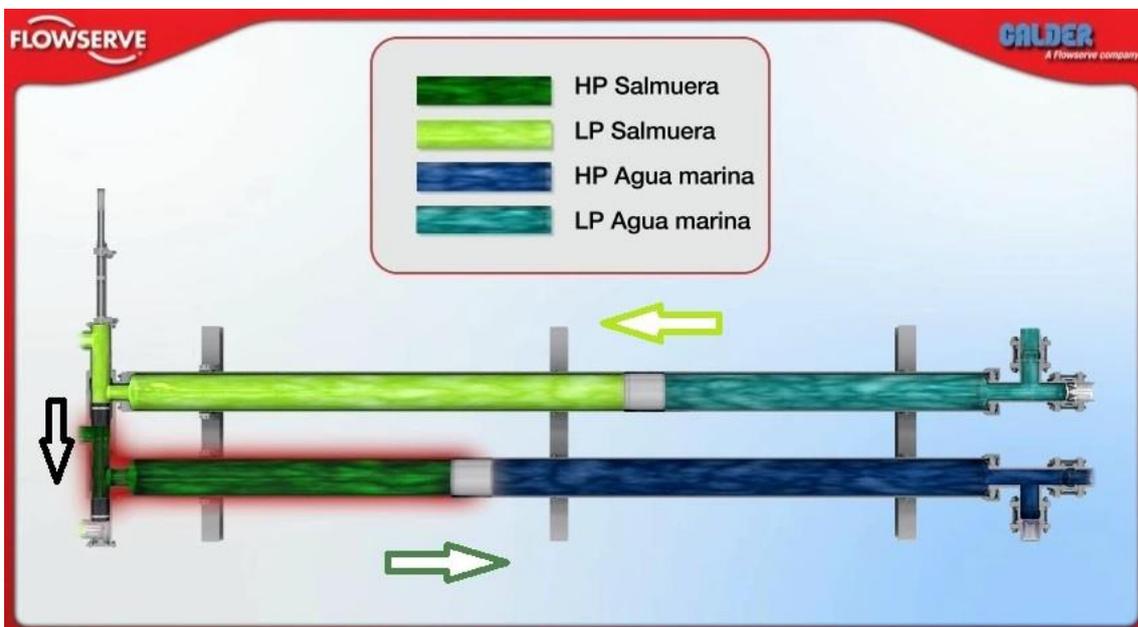
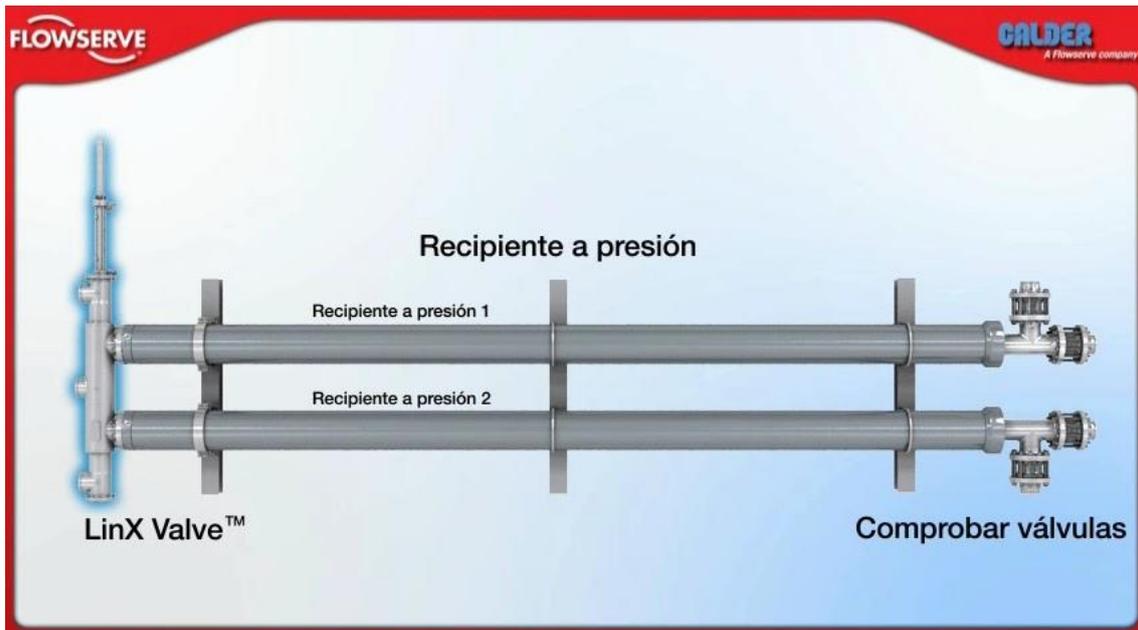


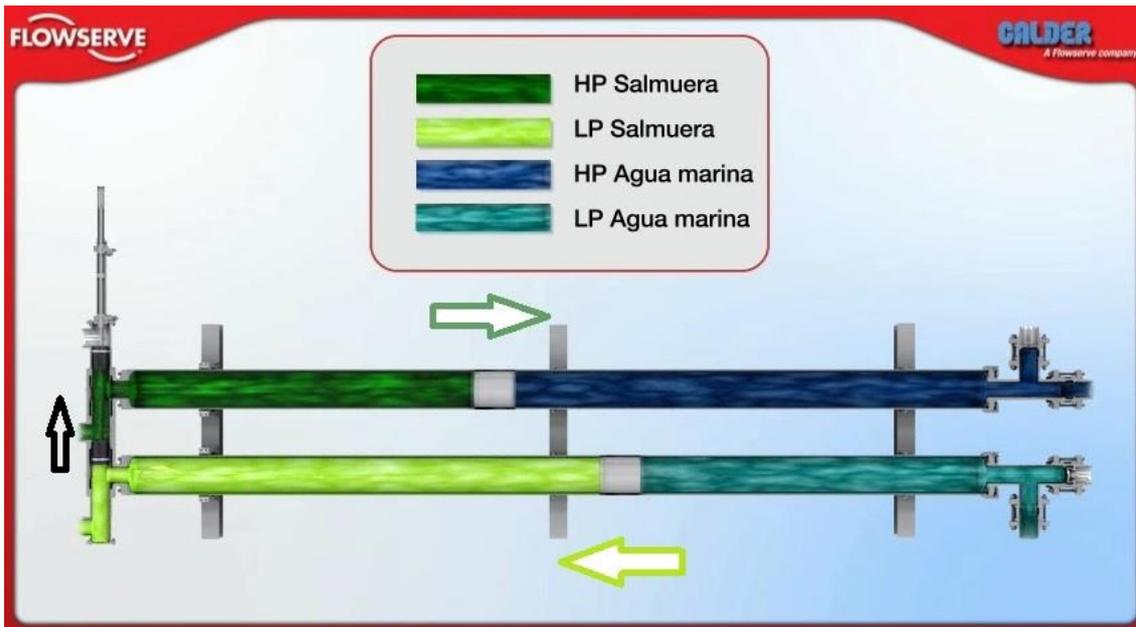
Medios actualmente utilizados (cámaras isobáricas):

- **Intercambiador de presión fijos por desplazamiento positivo**

Es un dispositivo fijo basado en las cámaras isobáricas y el desplazamiento positivo. Destacan los recuperadores de DWEER, RO Kinetics, Aqualyng y KSB. Ofrecen eficiencias en torno al 95% e incluso mayores.

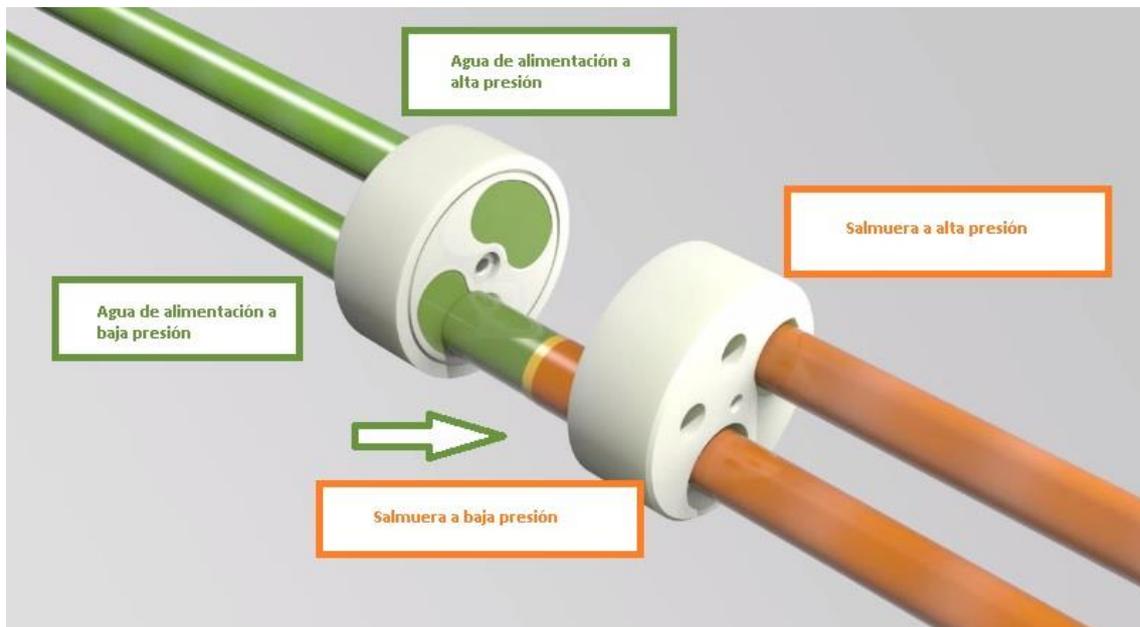
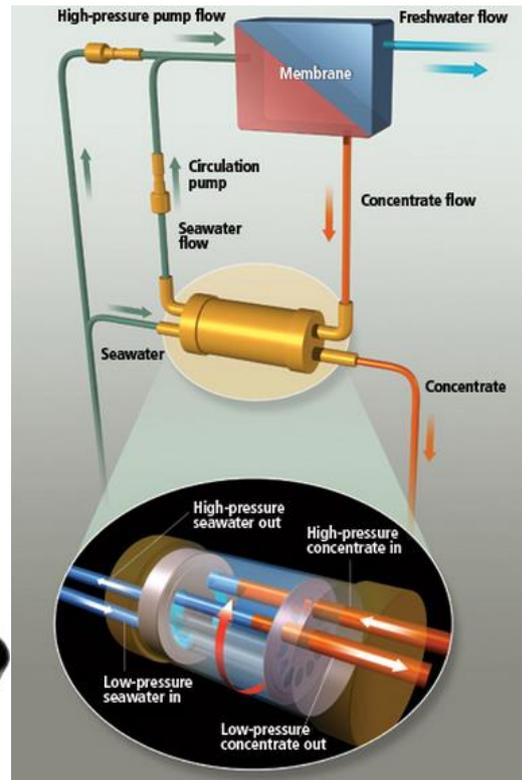
A continuación se muestran unas imágenes a modo de resumen del funcionamiento del dispositivo de DWEER.

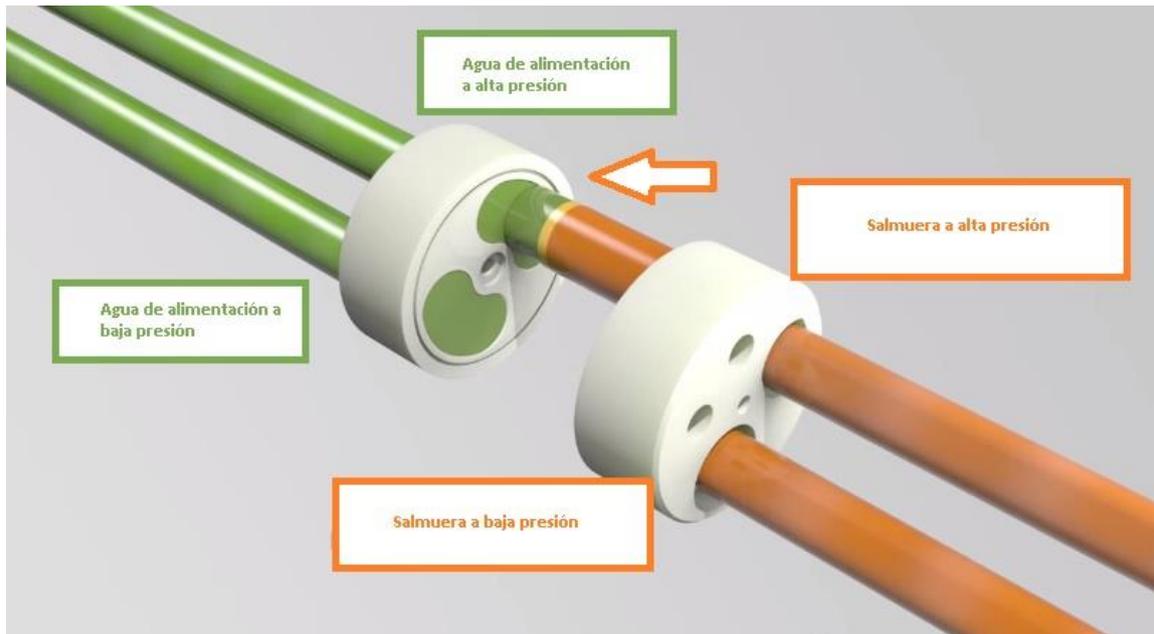




- Intercambiador de presión rotativo

En este tipo de intercambiadores destacan los ERI (comúnmente conocidos por ese nombre debido a su fabricante Energy Recovery Inc.). Ofrecen un elevado porcentaje de recuperación de presión, siempre por encima del 93%, llegando incluso en algunos modelos al 98%. Contiene dos cámaras, una para el rechazo y otra para el agua de alimentación. El diseño interior del elemento y el dispositivo de jaula de ardilla rotativo son los encargados del intercambio de presión mediante el principio de desplazamiento positivo.





4.3.5. Bomba Booster o de circulación

Este tipo de bomba se incorpora sólo a los sistemas que cuenten con recuperación de energía por intercambio de presión, es decir, a los sistemas actuales.

Debido a que la presión de salmuera o de rechazo siempre será menor que la de alimentación, y que los intercambiadores de presión no son capaces de transferir el 100% de la energía, el flujo de alimentación procedente de los mismos tendrá una presión menor que la proveniente de la bomba de alta, por ello, se requiere la bomba Booster para ajustarla. Por tanto, se trata de una bomba que debe trabajar con un caudal elevado y altas presiones de aspiración y de salida, pero que aportará poca presión al fluido en comparación con la de alta. Se suelen utilizar bombas centrífugas.

4.4. Postratamiento

Normalmente el agua que se obtiene de una planta de OI es de excelente calidad, sin embargo, en algunas ocasiones se requiere mejorar aún más dicha calidad o se requiere modificar determinados parámetros.

Los postratamientos más comunes son:

- Eliminación del CO₂:

Las membranas dejan pasar casi en su totalidad los gases disueltos, por lo que el CO₂ producido, por ejemplo durante el ajuste de pH, se mantendrá también en el permeado.

Elevadas concentraciones pueden ser perjudiciales porque incrementa el carácter corrosivo del agua y porque requiere mayor consumo de reactivos para adecuarla al consumo humano y determinadas industrias.

Para la eliminación de los mismos se hace uso de un desgasificador atmosférico en la corriente de permeado.

- Ajuste de pH:

Si la concentración de CO₂ es inferior a 60mg/l no es rentable implantar un desgasificador atmosférico y el pH se corrige mediante la adición de hidróxido sódico o potasio al permeado. Así se consigue ajustar el pH a los valores de potabilidad (6,5-8,5) y reducir su poder corrosivo.

- Desionización:

Para determinados usos, sobre todo industriales, se requiere la retirada de determinados iones aún presentes en el agua producto. Para retirarlos se aplica un intercambio iónico por medio de resinas.

- Filtración:

En ocasiones, se pueden arrastrar pequeñas partículas de las resinas anteriores, por lo que se requiere un paso de filtración para retirarlas si se requiere un agua de alta pureza.

- Esterilización:

Teóricamente se supone un 100% de rechazo ante microorganismos y virus, sin embargo, ya sea por imperfecciones en las membranas, fisuras microscópicas o contaminación posterior del permeado, este agua no es completamente potable. Contra esto se utilizan procesos de esterilización como la cloración, ozonización o radiación UV.

- Control de olor, color y sabor:

Estos tres aspectos deben tenerse en cuenta para el agua de consumo humano.

El permeado puede contener determinadas partículas que alteren las características del agua y la hagan inadecuada para el consumo humano. Para esto se utilizan filtros de lechos o carbón activado.

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

**ANEXO II: CÁLCULOS DE A SOLUCIÓN
ADOPTADA PARA EL SISTEMA DE
DESALACIÓN**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE UNA PLANTA DESALADORA ABASTECIDA POR ENERGÍAS
RENOVABLES**

AUTOR: Diego González Fariña

TUTOR: Vicente José Romero Ternero

Índice:

1. Introducción.....	2
2. Dimensionado del sistema de desalación.....	2
2.1. Elección de las membranas	2
2.2. Elección del modelo de membrana	6
2.3. Elección de la conversión.....	10
2.4. Elección del sistema de desalación	14
3. Dimensionado del sistema de captación.....	24
3.1. Pozos de captación	25
3.2. Pretratamiento	27
3.3. Tuberías de captación	27
3.4. Bombas de captación.....	32
4. Dimensionado del pretratamiento físico.....	37
4.1. Filtros de arena.....	38
4.2. Filtros de cartucho	39
5. Dimensionado de las bombas del núcleo de desalación	41
5.1. Dimensionado de la bomba de alta presión (BAP)	41
5.2. Dimensionado de la bomba Booster o de circulación.....	45
6. Dimensionado del sistema de distribución del agua producto	47
6.1. Tubería de distribución.....	48
6.2. Bomba de distribución.....	49
7. Ajuste de la recuperación de energía	50
7.1. Iteración con el software para la recuperación de energía.....	50
8. Utilización del software ROSA (DOW Filmtec).....	53
8.1. Información del proyecto (Project information)	53
8.2. Información sobre el agua de alimentación (Feedwater Data).....	55
8.3. Información de incrustaciones en las membranas (Scaling)	56
8.4. Configuración del sistema.....	58
8.5. Informe	60

1. Introducción

En este apartado se pretende desarrollar detalladamente el proceso, las consideraciones y los cálculos llevados a cabo a lo largo del estudio y dimensionado del sistema de ósmosis inversa.

Inicialmente se deben determinar las condiciones y características del agua a tratar, luego se selecciona una membrana, que en este caso será del fabricante Filmtec de Dow Chemical, y posteriormente se selecciona el modelo más adecuado con la ayuda del software ROSA de dicho fabricante.

Una vez se ha determinado el tipo o tipos de membranas a utilizar se tienen en cuenta diferentes configuraciones para los tubos de presión y bastidores hasta obtener la que ofrece el menor consumo específico para las condiciones establecidas, teniendo en cuenta la recuperación de energía.

Con el sistema de ósmosis inversa dimensionado, se estudia la captación, dimensionando las bombas y las tuberías y colectores. Luego el dimensionado pasa a la bomba de alta presión y la Booster.

Se finaliza el estudio de la parte de desalación con el dimensionado de las bombas y conductos de distribución, y estableciendo el valor total y parcial de los consumos específicos y potencias, que son los datos más característicos y representativos del dimensionado de la planta. Conociendo la potencia necesaria para la instalación, se podrá continuar con el análisis y estudio del sistema de abastecimiento energético.

2. Dimensionado del sistema de desalación

2.1. Elección de las membranas

Como ya se comentó, se inicia con el análisis de las condiciones del agua de mar en la zona de emplazamiento.

Resulta muy complicado conseguir datos cercanos o exactos de la zona sin realizar previamente un estudio del agua, que para este trabajo no se incluye. En cuanto a la temperatura, se han utilizado los valores máximos y mínimos de cada mes en el periodo 1998-2015, captados por la boya de Puertos del Estado, situada al sur de la isla de Tenerife.

Mes	Ts Máx °C
Enero	21,6
Febrero	21,2
Marzo	21,3
Abril	21,4
Mayo	22
Junio	23,9
Julio	28,3
Agosto	25,3
Septiembre	28,7
Octubre	25,6
Noviembre	24,5
Diciembre	22,9
Media	24

Mes	Ts Mín °C
Enero	18,2
Febrero	17,9
Marzo	17,9
Abril	18,3
Mayo	16,8
Junio	19,7
Julio	20,2
Agosto	21,2
Septiembre	21,9
Octubre	22,2
Noviembre	14,7
Diciembre	18,7
Media	19

En cuanto a la composición salina del agua de mar, se ha utilizado la aportada por el libro *“Introducción a la desalación de aguas”* de José Miguel Veza, para agua de mar en Canarias.

Elemento	Agua de mar estándar (mg/kg)	Agua de mar en Canarias (mg/L)
pH	8,2	8,2
Sulfato	2648	3500
Cloruro	18979	20200
Bicarbonato	139,7	100

Bromuro	64,6	
Fluoruro	1,3	
Calcio	400,1	1300
Magnesio	1272	450
Sodio	10556	12230
Potasio	380	415
Estroncio	13,3	
Borato	26	
Sílice	0,02-4	0,5
TSD ó TDS	34483	37770

También se debe tener en cuenta los límites establecidos por el Real Decreto RD140-2003 de calidad del agua de consumo humano

Parámetro	Valor paramétrico	Unidad
Antimonio	5	µg/l
Arsénico	10	µg/l
Benceno	1	µg/l
Boro	1	mg/l
Bromato	10	µg/l
Cadmio	5	µg/l
Cianuro	50	µg/l
Cobre	2	mg/l
Cromo	50	µg/l
Dicloroetano	3	µg/l
Fluoruro	1,5	mg/l
Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos (HPA)	0,1	µg/l
Mercurio	1	µg/l
Níquel	20	µg/l
Nitrato	50	mg/l
Nitritos	0,1	mg/l
Calcio	100	µg/l
Magnesio	50	µg/l
Aluminio	200	µg/l
Amonio	0,50	mg/l
Cloruro	250	mg/l
Hierro	200	µg/l
Manganeso	50	µg/l
Sodio	200	mg/l
Sulfato	250	mg/l
pH	6,5-9,5	

Para comenzar a trabajar con las membranas, se accedió al catálogo de Filmtec, donde se nos proporciona el siguiente cuadro que reduce la selección a dos modelos.

What is your primary driver?			
Low Energy		Highest Rejection	
Lowest Energy Use Choose FILMTEC SW30XLE-400i	Low Energy Use + High Rejection Choose FILMTEC SW30HR LE-400i	One Pass System Choose FILMTEC SW30HR-380	Two Pass System Choose FILMTEC SW30XLE-400i <small>(Combined with brackish water second pass)</small>

El principal motivante es el ahorro energético, siempre que cumpla con los límites de salinidad en el agua producto, por lo que se decide realizar el estudio inicial con las membranas SW30XLE-400i y SW30HR LE-400i.

Ahora, el primer punto es elegir una de las dos membranas, luego la conversión más adecuada, y por último el sistema de simple o doble etapa, comparando entre tubos de presión de 6 y 7 membranas.

Un parámetro importante para el análisis es la carga superficial de la membrana o flux. Filmtec facilita una tabla en la que dependiendo del caso a tratar, se facilitan los intervalos de flux de diseño para membranas de 8 pulgadas, que son las más comunes y las que se implantarán en la planta.



Table 3.4 Design guidelines for 8-inch FILMTEC elements in water treatment applications

Feed source	RO Permeate	Well Water	Surface Water			Wastewater (Filtered Municipal Effluent or Industrial Effluent)			Seawater			
			Surface Water with Dow Ultrafiltration	Generic membrane filtration or advanced conventional pretreatment	Generic conventional pretreatment	Dow Ultrafiltration	Generic membrane filtration (MBR/MF/UF)	Conventional pretreatment	Well or Open Intake with Dow Ultrafiltration	Open Intake with generic membrane filtration or advanced conventional pretreatment	Open intake with generic conventional pretreatment	
Feed silt density index (%/min)	SDI < 1	SDI < 3	SDI < 2.5	SDI < 3	SDI < 5	SDI < 2.5	SDI < 3	SDI < 5	SDI < 2.5	SDI < 3	SDI < 5	
Maximum element recovery %	30	19	19	17	15	14	13	12	15	14	13	
Active Membrane Area	Maximum permeate flow rate, gpd or maximum permeate flux, gfd											
365 ft ² elements	10,200	8,500	8,500	7,200	6,600	6,300	5,900	5,200	— Not Recommended —			
370 ft ² elements	10,200	8,500	8,500	7,200	6,600	6,300	5,900	5,200	7,800	7,400	7,000	
380 ft ² elements	10,700	8,900	8,900	7,500	6,900	6,500	6,000	5,300	7,900	7,600	7,200	
390 ft ² elements	10,920	9,200	— Not Recommended —			— Not Recommended —			— Not Recommended —			
400 ft ² elements	11,200	9,300	9,300	7,900	7,300	6,800	6,400	5,700	8,400	8,000	7,600	
440 ft ² elements	12,300	10,300	10,300	8,700	8,000	7,600	7,100	6,300	9,200	8,800	8,360	
Maximum element flux (gfd)	20	22.7	22.7	20	18	17	16	14	21	20	19	
Design Flux range	21-25	16-20	16-20	13-17	12-16	11-15	10-14	8-12	9-11	8-10	7-10	
Element type	Minimum concentrate flow rate², gpm (m³/h)											
BW elements (365 ft ²)	10 (2.3)	13 (3.0)	13 (3.0)	13 (3.0)	15 (3.4)	16 (3.6)	16 (3.6)	18 (4.1)	— Not Recommended —			
BW elements (400 ft ² and 440 ft ²)	10 (2.3)	13 (3.0)	13 (3.0)	13 (3.0)	15 (3.4)	18 (4.1)	18 (4.1)	20 (4.6)	— Not Recommended —			
NF elements	10 (2.3)	13 (3.0)	13 (3.0)	13 (3.0)	15 (3.4)	18 (4.1)	18 (4.1)	18 (4.1)	— Not Recommended —			
Full-fit elements	25 (5.7)	25 (5.7)	— Not Recommended —			— Not Recommended —			— Not Recommended —			
SW elements	10 (2.3)	— NR —	— Not Recommended —			— Not Recommended —			13 (3.0)	14 (3.2)	15 (3.4)	
Element type Active area ft² (m²)	Maximum feed flow rate², gpm (m³/h)											
BW elements	365 (33.9)	65 (15)	65 (15)	65 (15)	63 (14)	58 (13)	52 (12)	52 (12)	52 (12)	— Not Recommended —		
BW/NF elements	400 (37.2)	75 (17)	75 (17)	75 (17)	73 (17)	67 (15)	61(14)	61(14)	61(14)	— Not Recommended —		
BW elements	440 (40.9)	75 (17)	75 (17)	75 (17)	73 (17)	67 (15)	61(14)	61(14)	61(14)	— Not Recommended —		
Full-fit elements	390 (36.2)	85 (19)	75 (17)	— Not Recommended —			— Not Recommended —			— Not Recommended —		
SW elements	370 (34.4)	65 (15)	— NR —	— Not Recommended —			— Not Recommended —			63 (14)	60 (13.5)	56 (13)
SW elements	380 (35.3)	72 (16)	— NR —	— Not Recommended —			— Not Recommended —			70 (16)	66 (15)	62 (14)
SW elements	400 (37.2)	72 (16)	— NR —	— Not Recommended —			— Not Recommended —			70 (16)	66 (15)	62 (14)

Para el caso de agua de mar (Seawater) hay otros tres casos:

- Toma de pozo o toma abierta con ultrafiltración de Dow (SDI < 2,5)
- Toma abierta con pretratamiento avanzado o con filtración genérica por membrana (SDI < 3)
- Toma abierta con pretratamiento convencional (SDI < 5)

En la planta desaladora se utilizarán pozos, lo que reduce generalmente en torno a 3 el SDI, y a su vez el pretratamiento será convencional. Como no coincide directamente con ninguno de los casos planteados, se decide utilizar el rango completo, es decir, entre 7 y 11 gfd (galones por pie cuadrado por día), que en lmh (litros por metro cuadrado por día) correspondería a 11,8 y 18,65 lmh.

2.2. Elección del modelo de membrana

Para la elección se fijan unas condiciones determinadas y se comparan los resultados. Las condiciones o parámetros utilizados son los siguientes:

- Etapa simple
- 45% de conversión
- Carga superficial o flux de diseño (11,8 -18,65 lmh)
- 5000 m³/día
- Configuración del bastidor 50:6 (tubos de presión : membranas por tubo)
- 4 casos distintos:
 - Máximo factor de flujo (fouling factor, FF = 1) y máxima temperatura. Determinará la mayor concentración de sales en el producto
 - Máximo factor de flujo y mínima temperatura. Menor paso de sales que el anterior y mayor consumo de energía al requerir mayor presión por ser la temperatura menor (menor difusión a través de la membrana)
 - Mínimo factor de flujo (FF = 0,7 para las condiciones de SDI<3 para toma cerrada) y máxima temperatura
 - Mínimo factor de flujo y mínima temperatura. Proporcionará el caso con mayor consumo y mayor presión a la que podrían estar sometidas las membranas.

Se muestran a continuación los resultados obtenidos por el software ROSA para ambas membranas para las condiciones anteriores.

CASO	Parámetro	SW30HRLE-400i (I)	SW30XLE-400i (II)	Diferencia	Unidades
1	FF	1	1		
	Temperatura	24	24		°C
	NDP media	22,77	19,99	2,78	bar
	Presión alimentación	64,23	61,41	2,82	bar
	Presión concentrado	61,97	59,17	2,8	bar
	Pérdidas carga	2,26	2,24	0,02	bar
	Consumo específico	4,96	4,74	0,22	kWh/m3
	TDS	146,9	175,21	-28,31	ppm ó mg/l
2	FF	1	1		
	Temperatura	19	19		°C
	NDP media	24,82	21,46	3,36	bar
	Presión alimentación	65,58	62,19	3,39	bar
	Presión concentrado	63,22	59,85	3,37	bar
	Pérdidas carga	2,36	2,34	0,02	bar
	Consumo específico	5,06	4,8	0,26	kWh/m3
	TDS	111,74	133,36	-21,62	ppm ó mg/l
3	FF	0,7	0,7		
	Temperatura	24	24		°C
	NDP media	30,19	25,62	4,57	bar
	Presión alimentación	71,67	67,06	4,61	bar
	Presión concentrado	69,38	64,78	4,6	bar
	Pérdidas carga	2,29	2,28	0,01	bar

	Consumo específico	5,53	5,18	0,35	kWh/m ³
	TDS	144,49	172,23	-27,74	ppm ó mg/l
4	FF	0,7	0,7		
	Temperatura	19	19		°C
	NDP media	35,06	28	7,06	bar
	Presión alimentación	75,85	68,76	7,09	bar
	Presión concentrado	73,44	66,38	7,06	bar
	Pérdidas carga	2,41	2,38	0,03	bar
	Consumo específico	5,85	5,31	0,54	kWh/m ³
	TDS	109,81	131,15	-21,34	ppm ó mg/l

De los datos anteriores interesa centrarse en los valores máximos y mínimos que ofrece y a los que está sometida cada membrana.

RESUMEN MÁXIMOS			
Parámetro	SW30HRLE-400i (I)	SW30XLE-400i (II)	Unidades
Temperatura	24	24	°C
NDP media	35,06	28	bar
Presión alimentación	75,85	68,76	bar
Presión concentrado	73,44	66,38	bar
Pérdidas carga	2,41	2,38	bar
Consumo específico	5,85	5,31	kWh/m ³
TDS	146,9	175,21	ppm ó mg/l

RESUMEN MÍNIMOS			
Parámetro	SW30HRLE-400i (I)	SW30XLE-400i (II)	Unidades
Temperatura	19	19	°C
NDP media	22,77	19,99	bar
Presión alimentación	64,23	61,41	bar
Presión concentrado	61,97	59,17	bar
Pérdidas carga	2,26	2,24	bar
Consumo específico	4,96	4,74	kWh/m ³
TDS	109,81	131,15	ppm ó mg/l

Tras obtener estos resultados **se selecciona la membrana SW30XLE-400i**. Por un lado está el consumo específico de la membrana, y por otro los TDS. Siempre se buscará el menor número de TDS posible y a su vez el menor consumo específico. El consumo específico es notablemente menor, pero el paso de sales es mayor, sin embargo, la diferencia entre TDS, en los valores que se encuentran, es prácticamente insignificante, mientras que la planta es mucho más susceptible a las variaciones del consumo específico, independientemente del rango en el que se encuentre, teniéndose siempre más interés por el consumo específico menor.

Los análisis siguientes se realizarán únicamente con la membrana seleccionada.

2.3. Elección de la conversión

Se estudian dos casos, de simple y doble etapa, y a su vez, para cada uno, otros dos casos para la configuración de 6 y 7 membranas.

Para simple etapa y 6 membranas se decidió realizar un análisis para las conversiones comprendidas entre 44 y 48%. Se utilizó una configuración de 50 tubos de presión y 6 membranas por tubo (arreglo de 50x6), que ofrece un flux promedio en torno a 18,60 lmh (recordando que el intervalo de diseño se encontraba entre 11,8 y 18,65 lmh).

Los análisis realizados por el software muestran que a partir de una conversión

del 47% aparecen advertencias de diseño del tipo:

“ADVERTENCIA: la conversión por elemento ha sido excedida. Por favor cambie el diseño de sus sistema para reducir la conversión de los elementos. (Producto: SW30XLE-400i. Límite: 14,00%)”.

Para los valores de 44, 45 y 46% se observa que a medida que la conversión es mayor, el consumo específico disminuye, sin riesgos ni advertencias de diseño en cuanto a saturación de sales o calidad de agua producto (RD140-2003). Por tanto, se decide seleccionar una **conversión del 46% para etapa simple y 6 membranas por elemento.**

Membrana	Recuperación (%)	Parámetro	Máxima Temperatura		Mínima Temperatura	
			FF 1	FF 0,7	FF 1	FF 0,7
SW30XLE-400i (6 membr)	44	Consumo específico (kWh/m ³)	4,74	5,19	4,8	5,32
	45		4,69	5,13	4,75	5,26
	46		4,66	5,09	4,71	5,2
	47		4,63	5,04	4,67	5,15
	44	Presión de alimentación (bar)	60,03	65,7	60,8	67,38
	45		60,82	66,52	61,56	68,14
	46		61,71	67,38	62,36	68,92
	47		62,61	68,26	63,18	69,76
	44	Presión de concentrado (bar)	58,39	64,02	59,04	65,59
	45		59,23	64,9	59,86	66,41
	46		60,19	65,81	60,73	67,25
	47		61,14	66,75	61,6	68,15
	44	TDS permeado (mg/L)	173,64	170,82	131,49	129,38
	45		176,17	173,13	133,36	131,12
	46		178,81	175,55	135,3	132,91
	47		181,54	178,05	137,33	134,78

Cabe comentar que se dará más importancia al caso más desfavorable (rojo), es decir, el que ofrece el consumo específico mayor, correspondiente con la menor temperatura y el menor factor de flujo (mayor ensuciamiento y edad). En base a ese caso se desarrolla el dimensionado de la planta.

Con el mismo proceso pero utilizando en este caso una configuración de 7 membranas (50:7) se obtiene un consumo específico bastante menor, pero el número de membranas es mayor que el caso anterior en 50 membranas. Ante esto se reduce el número de tubos de presión a 45, resultando en una configuración 45:7 con 315 membranas, un número razonablemente más cercano a las 300 del caso anterior.

En estas condiciones el flux se sitúa en torno a 17,80 lmh, también dentro del rango de diseño, y el consumo específico sigue siendo menor, tanto por el mayor número

de membranas, como por el mayor número de membranas en serie (7 frente a 6).

Membrana	Recuperación (%)	Parámetro	Máxima Temperatura		Mínima Temperatura	
			FF 1	FF 0,7	FF 1	FF 0,7
SW30XLE-400i (7 membranas)	44	Consumo específico (kWh/m ³)	4,68	5,09	4,73	5,21
	45		4,63	5,04	4,68	5,15
	46		4,6	4,99	4,64	5,1
	47		4,56	4,95	4,6	5,05
	44	Presión de alimentación (bar)	59,31	64,47	59,95	66
	45		60,04	65,26	60,68	66,72
	46		60,89	66,09	61,47	67,49
	47		61,75	66,96	62,28	68,3
	44	Presión de concentrado (bar)	57,22	62,34	57,7	63,71
	45		58,02	63,2	58,53	64,52
	46		58,95	64,1	59,39	65,37
	47		59,89	65,05	60,28	66,25
	44	TDS permeado (mg/L)	181,14	177,96	137,08	134,76
	45		183,68	180,37	139,05	136,58
	46		186,47	182,87	141,12	138,46
	47		189,31	185,5	143,27	140,42

De nuevo, como en el caso de 6 membranas, la conversión límite es 46%, ya que a partir de 47% aparecen advertencias de diseño, por lo que también se selecciona una **conversión del 46% para etapa simple y 7 membranas por elemento**.

El siguiente punto es el análisis para doble etapa.

Para el dimensionado de sistema de doble etapa se parte de una primera etapa igual a la anterior, con una configuración 50:6 para el sistema de 6 membranas y 45:7 para el de 7, mientras que para la segunda etapa se utiliza una configuración 25:6 y 22:7 respectivamente.

Realizando algunas iteraciones con el software, **para 6 membranas se ajusta una conversión del 49%**, ya que aumentando la conversión aparecen advertencias de diseño, y disminuirla no sería factible, puesto que se acercaría mucho a la del sistema de simple etapa, siendo muy probable que la mayor inversión inicial, y el mantenimiento, debido al mayor número de membranas con respecto al anterior sistema, no fuese del todo rentable, por lo que se busca la mayor conversión posible.

Membrana	Recuperación (%)	Parámetro	Máxima Temperatura		Mínima Temperatura	
			FF 0,7	FF 1	FF 0,7	FF 1
SW30XLE-400i (6 membr)	49	Consumo específico (kWh/m ³)	4,43	4,24	4,46	4,23
		Presión de alimentación (bar)	62,5	59,76	62,93	59,72
		Presión de concentrado (bar)	58,73	56,08	58,89	55,79
		TDS permeado (mg/L)	271,57	278,79	205,08	210,97

De la misma manera, para el caso de 7 membranas se ajusta una conversión del 50%.

Membrana	Recuperación (%)	Parámetro	Máxima temperatura		Mínima Temperatura	
			FF 0,7	FF 1	FF 0,7	FF 1
SW30XLE-400i (7 membr)	50	Consumo específico (kwh/m ³)	4,4	4,22	4,42	4,22
		Presión de alimentación (bar)	63,32	60,74	63,67	60,7
		Presión de concentrado (bar)	58,63	56,18	58,63	55,81
		TDS permeado (mg/L)	287,7	295,43	217,34	223,76

Para los dos casos, sin variar la conversión, pero disminuyendo el número de membranas, manteniendo siempre una relación igual o aproximada a 2:1 entre la primera y segunda etapa, aparecen de nuevo advertencias de diseño, y lo más importante es que además, aumenta el consumo específico.

Se prueba aumentando el número de membranas, pero igualmente aparecen advertencias de diseño (conversión máxima por elemento excedida, no valores por elemento por debajo de los mínimos, como se podría pensar al aumentar el número de membranas), además de que resultaría en un aumento importante de la inversión inicial debido al mayor número de membranas.

Se muestra la tabla comparativa de los consumos específicos más desfavorables y las conversiones de los cuatro casos analizados:

		Consumo específico (kwh/m3)	Conversión (%)
Simple etapa	6 membranas	5,2	46
	7 membranas	5,1	46
Doble etapa	6 membranas	4,46	49
	7 membranas	4,42	50

Según la tabla comparativa se elegiría el sistema de desalación de doble etapa con tubos de presión de 7 membranas. Sin embargo, este no será el consumo específico final del núcleo de desalación, ya que se debe tener en cuenta algo tan importante como la recuperación de energía, gracias a la cual este parámetro podría equilibrarse entre la doble etapa y la etapa simple.

¿Cómo es posible que se equilibren los consumos específicos?

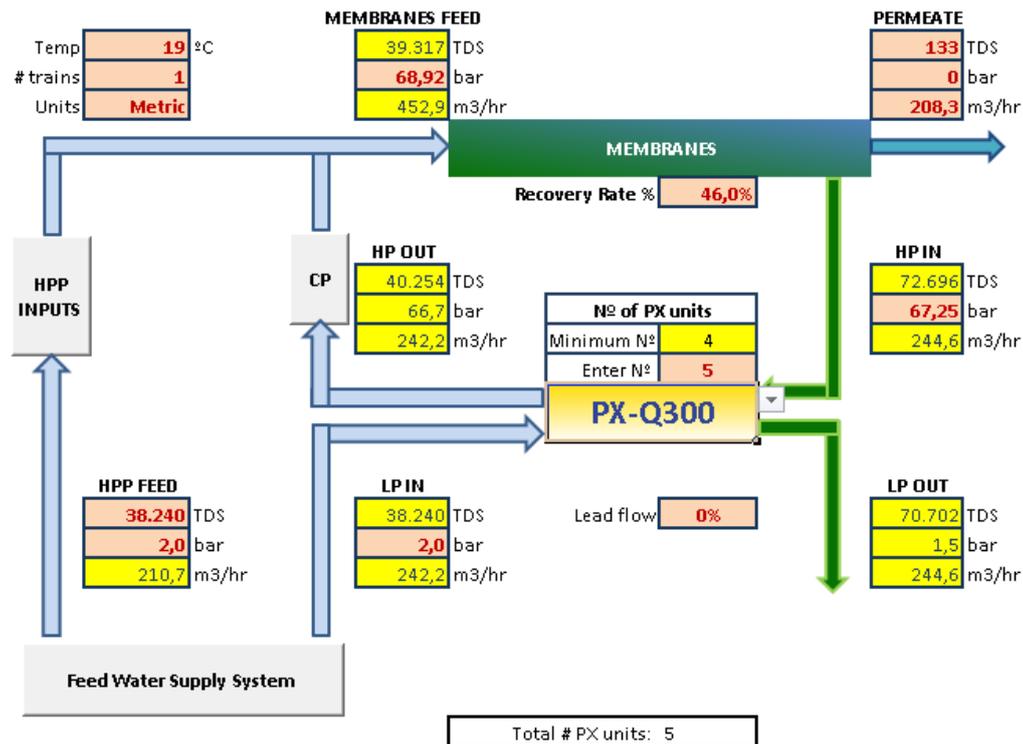
Es posible porque mientras la doble etapa muestra un consumo específico inicial menor, también cuenta con menos potencial de recuperación, ya que tanto el caudal de concentrado como su presión, son menores que en la etapa simple, que tiene por tanto, mayor potencia recuperable.

En el siguiente apartado se mostrará el dimensionado del sistema de recuperación de energía y la selección del sistema de desalación más adecuado.

2.4. Elección del sistema de desalación

Para la recuperación de energía se va a utilizar el recuperador rotativo de ERI, que es el que ofrece la mayor eficiencia entre los intercambiadores actuales, y aporta un software en Excel que facilita su dimensionado.

Se sigue el mismo orden que en apartados anteriores, comenzando con los resultados para el caso de etapa simple y 6 membranas:



Esta es la interfaz que ofrece el software de ERI, y que permite introducir la recuperación de energía al dimensionado.

Los cuadros en rojo son los que requieren una introducción manual de datos, mientras que los amarillos son calculados automáticamente por el programa.

Se observa que se han añadido los datos del primer caso estudiado en las casillas correspondientes, excepto la presión de entrada al núcleo de ósmosis que se fijó en 2 bar.

Se debe comentar que el software, también tiene en cuenta otras consideraciones respecto al funcionamiento de los intercambiadores de presión, que no se tratarán en el presente estudio, de manera que automáticamente se determina que el caudal de alimentación es ligeramente menor que el de salmuera, y no exactamente igual como se supone en el desarrollo de este trabajo. De esta manera, el caudal de alimentación y salmuera son de 210,7 m³/s y 242,2 m³/s respectivamente, mientras que los directamente hallados y utilizados en los cálculos de elaboración propia son, también respectivamente, de 208,33 m³/s y 244,6 m³/s.

Se implanta el modelo PX-Q300 que es el que trabaja con un mayor caudal del catálogo de ERI, y el que además consta de la mejor eficiencia. El programa sugiere para las condiciones dadas, un mínimo de cuatro intercambiadores para trabajar con el caudal existente, pero se decide utilizar cinco porque la eficiencia de los intercambiadores aumenta y no están sometidos a tanto caudal unitario. Instalar más de

cinco no es factible porque se trabajaría por debajo del caudal mínimo permitido por intercambiador.

En los parámetros de la bomba de alta presión y de circulación el programa supone rendimientos de manera automática. De momento se trabajará con los aportados por el programa para decidir el tipo de sistema a utilizar, pero más adelante se deberán introducir los valores reales, resultantes del dimensionado de las bombas.

El software aporta un cuadro resumen:

PX Technology Performance	
PX unitary flow	48,9 m ³ /hr
Salinity Increase at membranes	2,8%
Volumetric mixing VM	5,8%
Lubrication flow (LF) per PX array	2,4 m ³ /hr
LF as % of concentrate flow	1,0%
HP DP	0,5 bar
LP DP	0,5 bar
RO Specific Energy **	2,70 kWh/m ³
Efficiency	97,64%

Los parámetros más interesantes son el consumo específico del sistema de ósmosis inversa (sin incluir las bombas de captación y distribución) y la eficiencia del intercambiador de presión.

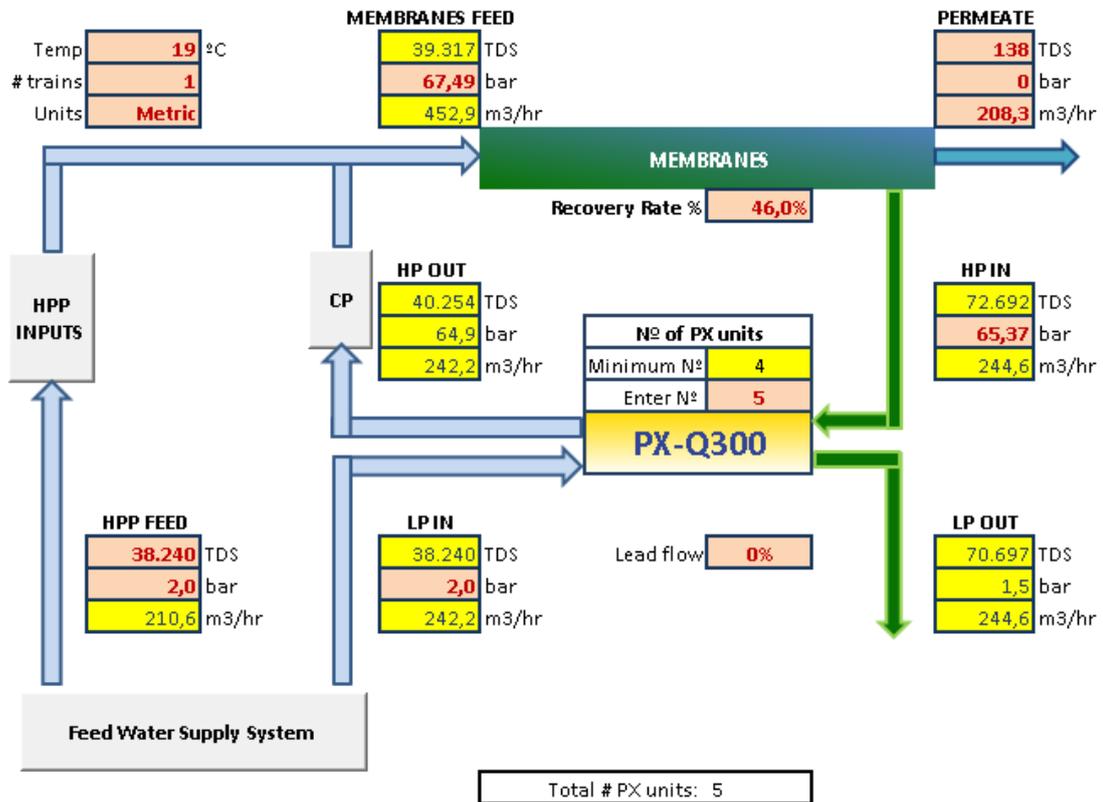
Además de este software también se elaboró una hoja de Excel propia con la que comprobar el procedimiento de cálculo del consumo específico, y compararlo con el calculado por ERI:

Potencia y consumo (etapa simple 6 membranas)			
	HPP (alta presión)	BP (Booster)	Total
Entrada (bar)	2	66,7	
Salida (bar)	68,92	68,92	
Diferencia (bar)	66,92	2,22	
Rendimiento total	0,7238	0,7415	
Diferencia (m) (Hb)	657,04	21,80	
Caudal (m3/s)	0,06	0,07	0,13
Caudal (m3/h)	208,33	244,56	452,90
Potencia (W)	387266,19	15081,43	402347,63
Potencia (kW)	387,27	15,08	402,35
Potencia eléctrica (kW)	535,05	20,34	555,38
Consumo específico hidráulico (kWh/m3)	1,93		
Consumo específico eléctrico (kWh/m3)	2,67		

Se utilizan los mismos datos, incluyendo el rendimiento calculado por ERI. La diferencia es pequeña, y después de varias comprobaciones y ajustes se determina que es debido al distinto peso específico utilizado por el software.

Se muestran a continuación los tres casos restantes:

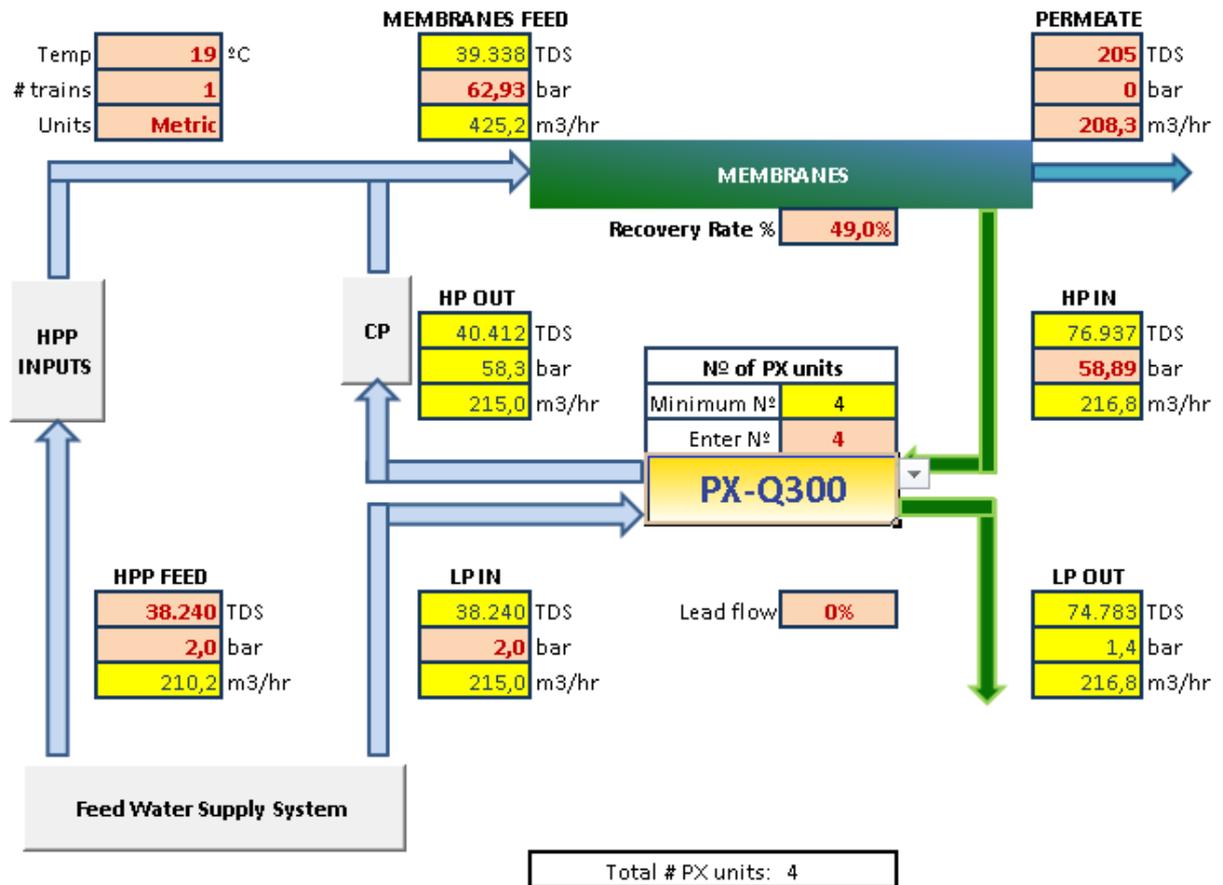
- Etapa simple y 7 membranas:



PX Technology Performance	
PX unitary flow	48,9 m3/hr
Salinity Increase at membranes	2,8%
Volumetric mixing VM	5,8%
Lubrication flow (LF) per PX array	2,3 m3/hr
LF as % of concentrate flow	0,9%
HP DP	0,5 bar
LP DP	0,5 bar
RO Specific Energy **	2,53 kWh/m3
Efficiency	97,63%

Potencia y consumo (etapa simple 7 membranas)			
	HPP (alta presión)	BP (Booster)	Total
Entrada (bar)	2	64,9	
Salida (bar)	67,49	67,49	
Diferencia	65,49	2,59	
Rendimiento total	0,7584	0,7439	
Diferencia (m) (Hb)	643,00	25,43	
Caudal (m3/s)	0,06	0,07	0,13
Caudal (m3/h)	208,33	244,56	452,90
Potencia (W)	378990,78	17595,00	396585,78
Potencia (kW)	378,99	17,60	396,59
Potencia eléctrica (kW)	499,72	23,65	523,38
Consumo específico hidráulico (kWh/m3)	1,90		
Consumo específico eléctrico (kWh/m3)	2,51		

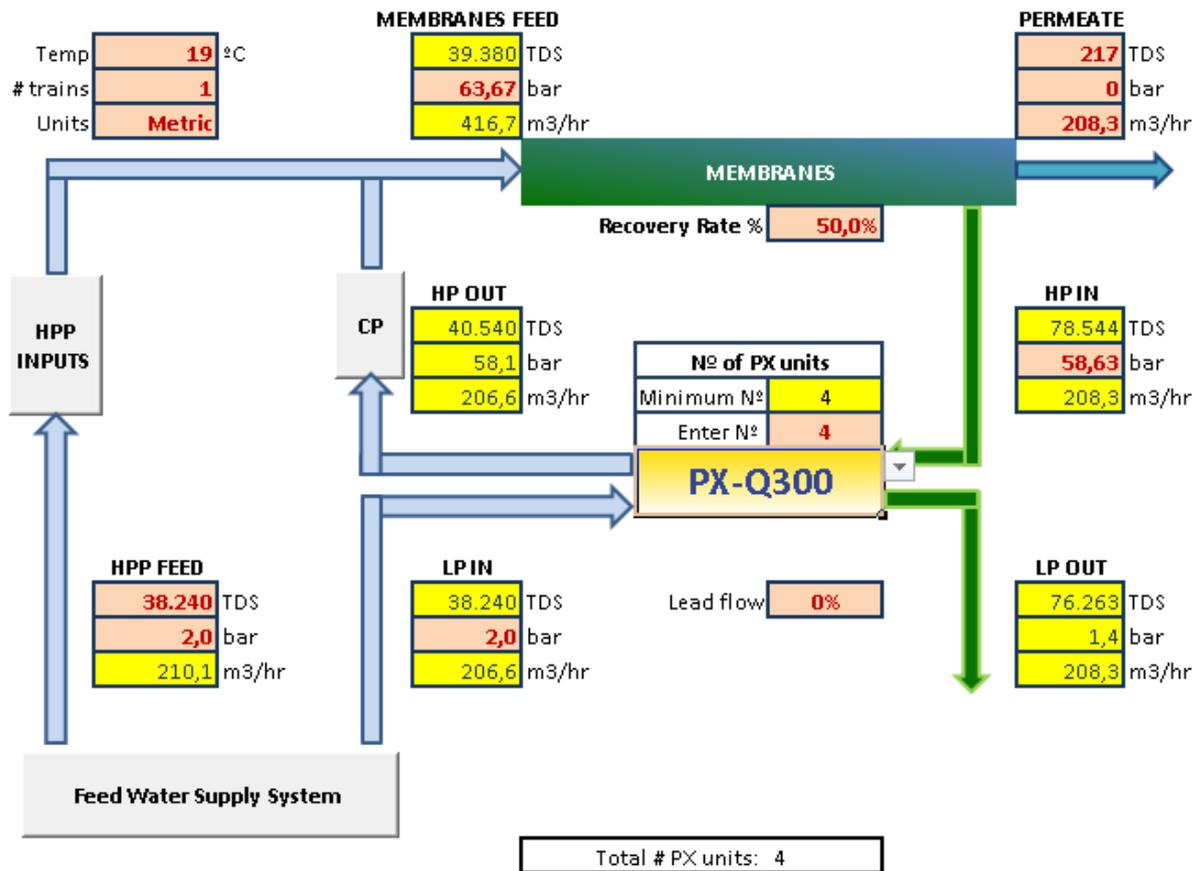
- Doble etapa y 6 membranas:



PX Technology Performance	
PX unitary flow	54,2 m ³ /hr
Salinity Increase at membranes	2,9%
Volumetric mixing VM	5,6%
Lubrication flow (LF) per PX array	1,8 m ³ /hr
LF as % of concentrate flow	0,8%
HP DP	0,6 bar
LP DP	0,6 bar
RO Specific Energy **	2,55 kWh/m ³
Efficiency	97,15%

Potencia y consumo (doble etapa 6 membranas)			
	HPP (alta presión)	BP (Booster)	Total
Entrada (bar)	2	58,3	
Salida (bar)	62,93	62,93	
Diferencia	60,93	4,63	
Rendimiento total	0,7238	0,744	
Diferencia (m) (Hb)	598,12	45,45	
Caudal (m³/s)	0,06	0,06	0,12
Caudal (m³/h)	208,29	216,79	425,08
Potencia (W)	352532,24	27881,92	380414,16
Potencia (kW)	352,53	27,88	380,41
Potencia eléctrica (kW)	487,06	37,48	524,53
Consumo específico hidráulico (kWh/m³)	1,83		
Consumo específico eléctrico (kWh/m³)	2,52		

- Doble etapa y 7 membranas:



PX Technology Performance	
PX unitary flow	52,1 m3/hr
Salinity Increase at membranes	3,0%
Volumetric mixing VM	5,7%
Lubrication flow (LF) per PX array	1,8 m3/hr
LF as % of concentrate flow	0,8%
HP DP	0,6 bar
LP DP	0,6 bar
RO Specific Energy **	2,61 kWh/m3
Efficiency	97,31%

Potencia y consumo (doble etapa 7 membranas)			
	HPP (alta presión)	BP (Booster)	Total
Entrada (bar)	2	58,1	
Salida (bar)	63,67	63,67	
Diferencia	61,67	5,57	
Rendimiento total	0,7238	0,7435	
Diferencia (m) (Hb)	605,49	54,69	
Caudal (m3/s)	0,06	0,06	0,12
Caudal (m3/h)	212,54	212,54	425,08
Potencia (W)	364095,68	32884,92	396980,60
Potencia (kW)	364,10	32,88	396,98
Potencia eléctrica (kW)	503,03	44,23	547,26
Consumo específico hidráulico (kWh/m3)	1,87		
Consumo específico eléctrico (kWh/m3)	2,57		

Después de ver los resultados de los otros casos, sólo cabe destacar que para los sistemas de doble etapa, debido a sus condiciones, el número seleccionado de intercambiadores de presión coincide con el mínimo aconsejado que es cuatro.

A continuación se muestra una tabla resumen de los consumos específicos:

Consumo específico (kwh/m3)		ERI	Hoja Excel
Simple etapa	6 membranas	2,7	2,67
	7 membranas	2,53	2,51
Doble etapa	6 membranas	2,55	2,52
	7 membranas	2,61	2,57

Por lo que se puede observar, los consumos específicos más bajos son los que se corresponden con el sistema de etapa simple y 7 membranas y el de doble etapa y 6 membranas. Como ya se comentó anteriormente, la recuperación de energía jugaba un papel importantísimo, y no sólo se han igualado los consumos específicos sino que el de etapa simple ha conseguido incluso mejorar el de doble etapa.

Ante estos resultados y el hecho de que la implantación de una doble etapa significa una inversión y mantenimiento mayor, **se decide seleccionar un sistema de desalación de etapa simple y 7 membranas.**

Las características finales del núcleo de desalación dimensionado son las siguientes:

Sistema de ósmosis inversa (OI)	
Capacidad (m3/día)	5000
Bastidor	Etapa simple
Tubos de presión	45
Membranas por tubo	7
Membranas total	315
Fabricante membrana	DOW - Filmtec
Modelo membrana	SW30XLE-400i
Conversión (%)	46
Consumo específico más desfavorable (kWh/m3)	2,51 - 2,53

3. Dimensionado del sistema de captación

Para comenzar con el estudio de las bombas de captación, se debe conocer el tipo de captación a realizar y el número de tomas, la presión necesaria a la entrada de la bomba de alta y las pérdidas en el pretratamiento físico y en las líneas de captación. Cada uno de estos puntos se irán tratando a continuación, finalizando con la selección de un modelo de bomba para la captación.

3.1. Pozos de captación

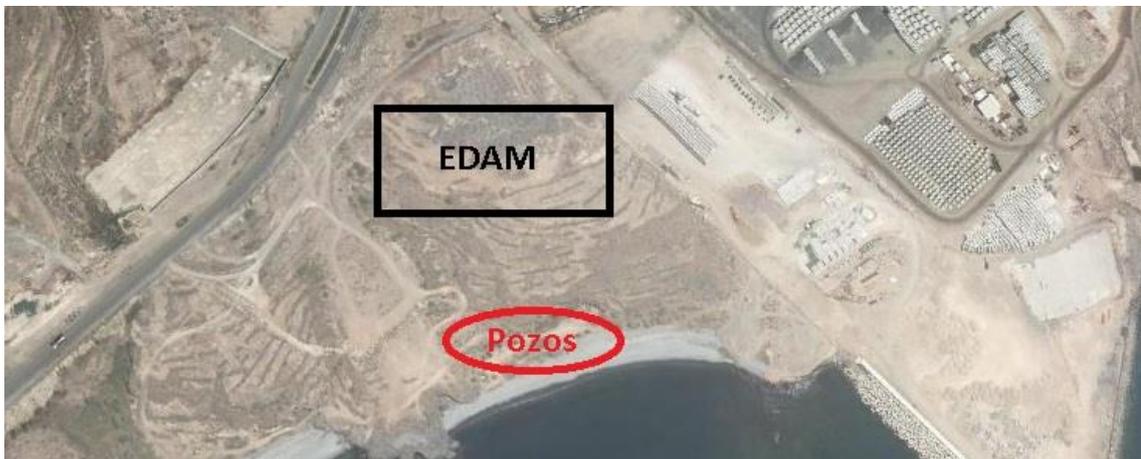
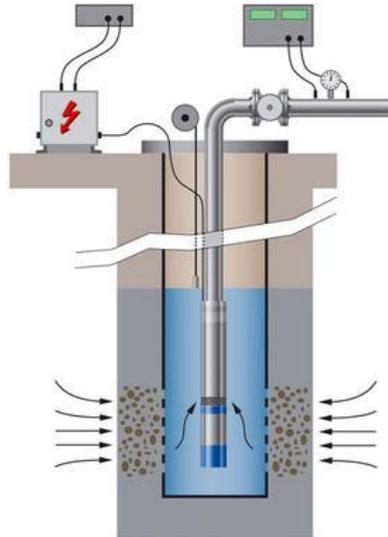
Se implantarán tres pozos profundos de entre 50 y 80 metros, de los cuales uno será de reserva. Por tanto se utilizarán bombas sumergibles, que son la mejor opción para pozos de esta profundidad, aunque puedan presentar rendimientos menores a otros tipos de bombas.

La implantación de pozos y su ubicación exacta requieren un complejo estudio y análisis del terreno previos, llevados a cabo por especialistas. Por tanto, para este trabajo no se va a introducir dichos estudios.

Para plantas de capacidad relativamente baja como es el caso, y para el tipo de terrenos que se suele encontrar en las costas de Canarias, los pozos de captación son la opción más común.

Una parada de la planta o variación en las condiciones de trabajo repercute de manera importante en la economía de la misma y en el coste del agua producto, incluso, en algunos casos, estas situaciones pueden producir daños importantes en algunos equipos y sobre todo las membranas.

Ante este riesgo, y para aportar un mayor margen de seguridad, se prefiere dividir la captación en más de un pozo para disminuir las posibilidades de sobreexplotación del mismo y no depender sólo de una o dos bombas (uno o dos pozos), cada una con capacidad para el 100% del caudal (además de que es probable que un solo pozo no sea capaz de aportar el caudal necesario). De esta manera se comparte el caudal de alimentación en dos pozos, mientras otro se encuentra como reserva ante un atascamiento o disminución del caudal de alguno de los otros dos, o fallo en las bombas.



Los pozos se sitúan a una cota de 5 metros sobre el nivel del mar. Sabiendo que la bajamar viva equinoccial máxima se encuentra en torno a 1,5 metros según las tablas de mareas para la isla de Tenerife, que la filtración en el terreno produce pérdidas de carga (pérdidas de altura) y que además, en la succión, la bomba genera un cono de succión que disminuye el nivel del agua, se ha supuesto lo siguiente:

- Nivel del pozo: 5 metros
- Bajamar equinoccial: 1,5 metros (margen de 0,5 metros) → 2 metros
- Pérdida de altura por filtración: 1 metro
- Disminución de altura debido al cono de succión: 1 metro

Sumando estos datos y consideraciones, se obtiene que el nivel más bajo esperado del nivel del agua en el pozo sea de 9 metros. La bomba sumergible se tiene que situar por debajo de este nivel para asegurar su sumergibilidad.

En un principio se piensa situar en torno a 10 metros de profundidad respecto al

pozo, sin embargo, en caso de disminución del nivel del pozo, se tendría muy poco margen, y la bomba quedaría fuera del agua rápidamente. Ante esto se situará la bomba a 45 metros, para aprovechar la columna de agua superior. Además, como se verá más adelante, el aumento de longitud de la tubería de captación apenas genera un cambio muy notable en las pérdidas de carga.

Los pozos se dispondrán de forma paralela a la costa distanciados 25 metros entre sí.

Con esto se puede deducir que la mayor pérdida de carga sucederá cuando estén trabajando las bombas de los pozos más alejados, por lo que a la tubería de captación en los pozos se deben añadir 25 metros.

La tubería de captación de pozos se dimensionará para una longitud de 70 metros (45 de profundidad y 25 entre pozos).

3.2. Pretratamiento

El pretratamiento físico genera una pérdida de carga importante, por lo que se deberá tener en cuenta también en el dimensionado de la captación.

Se utilizarán filtros de arena y cartucho. Para los primeros se han encontrado valores de 0,5 kg/cm², 0,8 kg/cm² y 1 kg/cm², y para los segundos 1 kg/cm². De nuevo se elige el caso más desfavorable y se toma 1 kg/cm² para filtros de arena y cartucho, dando una **pérdida de carga aproximada de 2 bar** (se aproxima el kg/cm² a bar).

3.3. Tuberías de captación

Existen dos tipos de tubería en la captación, por un lado se tienen las tuberías provenientes de los pozos, y luego está el colector de captación, que recoge y lleva el caudal total proveniente de los pozos hacia la planta.

Se utilizarán tuberías de PRFV (Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio) del fabricante Flowtite, que es un importante referente en cuanto a tuberías de este material. Se ha elegido el PRFV porque ofrece:

- ✓ Alta resistencia mecánica
- ✓ Alta resistencia a la corrosión
- ✓ Ligereza. Es hasta 4 veces más ligero que el acero o la fundición y hasta 10 veces más que el hormigón
- ✓ Superficie interior muy lisa, lo que reduce las pérdidas de carga y la acumulación de lodos

- ✓ Poco mantenimiento, teniendo una vida útil casi ilimitada
- ✓ Medidas estándar más largas (6-12 metros), lo que facilita el montaje
- ✓ Precios competitivos para el transporte de agua

Se procede ahora a explicar el procedimiento utilizado para el cálculo de estas tuberías.

Se comienza aplicando el criterio de Bonet para determinar el diámetro teórico mínimo, fijado por velocidades del fluido máximas aconsejadas.

$$D = 0,835 \cdot Q^{\frac{2}{5}}$$

- Diámetro del colector de alimentación

$$Q = \frac{5000}{0,46 \cdot 2 \cdot 3600} = 10870 \frac{m^3}{día}$$

$$Q = 0,1258 \frac{m^3}{s}$$

$$D = 0,364 \text{ m}$$

Dcomercial = 400 mm (Flowtite)

- Diámetro de la tubería de captación

$$Q = \frac{0,1258}{2} \text{ m}^3/\text{s} \text{ (dos pozos en operación simultáneamente)}$$

$$Q = 0,0629 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$D = 0,276 \text{ m}$$

Dcomercial = 300 mm (Flowtite)

Diámetros

La tubería FLOWTITE se fabrica en los diámetros nominales (mm) que siguen, si bien se puede fabricar tubería de otros diámetros, hasta 3700 mm, bajo pedido:

• 100	• 300	• 500	• 900	• 1600
• 150	• 350	• 600	• 1000	• 1800
• 200	• 400	• 700	• 1200	• 2000
• 250	• 450	• 800	• 1400	• 2400

Para otros diámetros consulte con el fabricante.

Conocidos el material de la tubería, los diámetros y caudales, se puede proceder al cálculo, mediante un proceso iterativo con el uso de la ecuación de Colebrook, del factor de fricción y posteriormente de las pérdidas de carga mediante la expresión de Darcy-Weisbach.

A continuación se muestran las expresiones de Colebrook, Reynolds y Darcy-Weisbach respectivamente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{k}{3,71 D} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$$

$$Red = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} = \frac{\rho \cdot Q \cdot 4}{\pi \cdot D \cdot \mu}$$

$$Hr = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

Se calcula Reynolds para las tuberías de pozos y el colector, y conociendo el valor de la rugosidad del PRFV ($k = 0,000029$ mm) y suponiendo un factor de fricción inicial de 0,15, se obtiene un factor de fricción final:

Cálculo para las tuberías de pozo:

Tubería de pozos		
Caudal	0,0629	m ³ /s
Velocidad	0,890	m/s
Diámetro	300	mm
Longitud	70	m
Red	2639889,95	-
Rugosidad relativa	9,66667E-05	-
Coef fricción inicial	0,015	-

Iteraciones de Colebrook	
f inicial	f final
0,015	0,01251
0,01251	0,01256
0,01256	0,01256
0,01256	0,01256
0,01256	0,01256
0,01256	0,01256
0,01256	0,01256
0,01256	0,01256
0,01256	0,01256

Cálculo para el colector de captación:

Colector de alimentación		
Caudal	0,1258	m ³ /s
Velocidad	1,001	m/s
Diámetro	400	mm
Longitud	130	m
Red	3959834,92	-
Rugosidad relativa	0,0000725	-
Coef fricción inicial	0,015	-

Iteraciones de Colebrook	
f inicial	f final
0,015	0,01178
0,01178	0,01184
0,01184	0,01184
0,01184	0,01184
0,01184	0,01184
0,01184	0,01184
0,01184	0,01184
0,01184	0,01184
0,01184	0,01184
0,01184	0,01184

También se tiene en cuenta para la tubería de pozo, el efecto de accesorios, en este caso de tres codos supuestos ($k = 0,9$), mediante la siguiente expresión:

$$Hr = k \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

Para tener ligeramente en cuenta la presencia de válvulas y otros equipos y accesorios que no se tratan en el presente estudio, se estimarán y añadirán unas pérdidas adicionales del 20% de las calculadas.

Cuadro resumen de las pérdidas de carga para la captación

Pérdidas de carga (Hr en metros)		
	Pozos	Colector
Tubería	0,118	0,197
Codos (3)	0,109	-
Total	0,227	0,197
Total captación	0,424	
Total + 20%	0,509	

La altura de pérdida de carga afecta por igual a lo largo de las tuberías independientemente del caudal. Según esto, no se necesita tener ninguna otra consideración en el punto en el que ambos caudales se juntan. Se supone que la mitad del caudal tendrá la altura necesaria suministrada por una de las bombas y la otra mitad por la bomba restante.

3.4. Bombas de captación

Aprovechando los resultados obtenidos en el apartado anterior, aplicando el balance de energía para una bomba de la manera que se muestra a continuación, se puede hallar la altura que necesita transmitir al agua dicha bomba.

La altura geométrica a superar por la bomba será de 19 metros, ya que el nivel del agua en el caso más desfavorable será de 9 metros con referencia al punto superior de los pozos, o 4 metros por debajo del nivel medio del mar, y la planta tiene una elevación de 15 metros sobre el nivel del mar.

$$H_b = \frac{p_f - p_i}{\gamma} + \frac{v_f^2 - v_i^2}{2 \cdot g} + (z_f - z_i) + H_{r-\text{conducciones}} + H_{r-\text{pretratamiento}}$$

Suponiendo despreciable la variación de la velocidad a lo largo de los conductos, recordando que la presión final (p_f) será de 2 bar en la entrada de la BAP y que p_i se toma como cero, se obtiene la siguiente altura de bombeo:

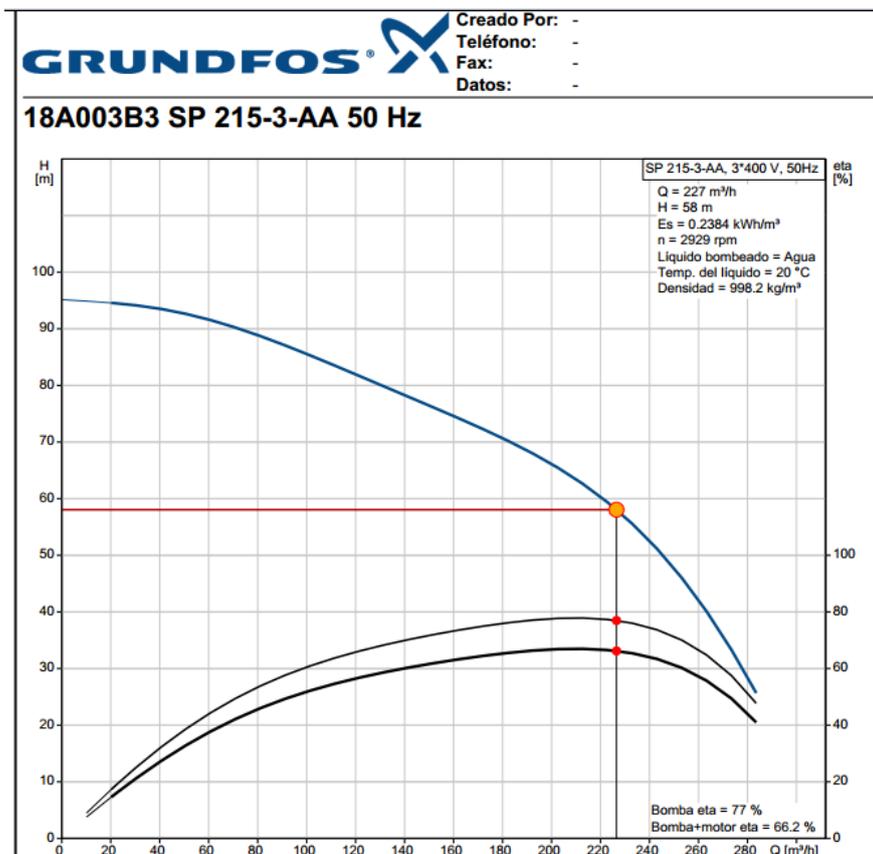
$$H_b = \frac{p_f - p_i}{\gamma} + (z_f - z_i) + H_{r-\text{conducciones}} + H_{r-\text{pretratamiento}}$$

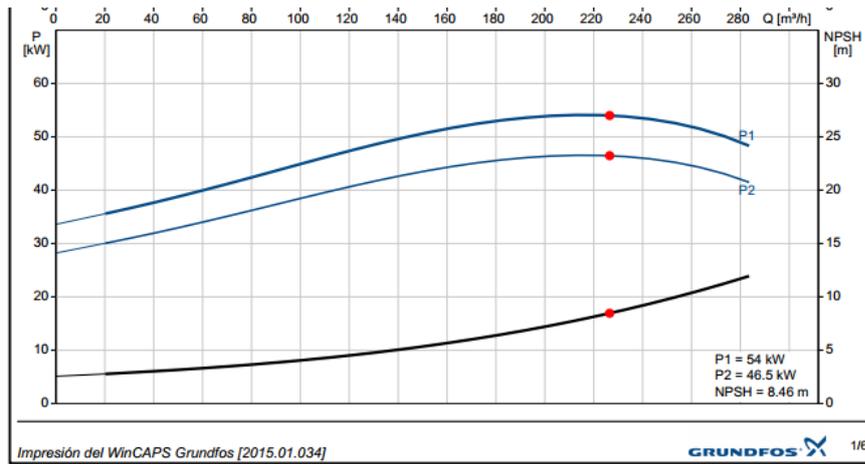
$$H_b = 59,145 \text{ m}$$

Ahora se procede a la elección de la bomba de captación adecuada. Se buscan bombas sumergibles de tipo lapicero para pozos profundos, y se realizará la búsqueda en tres fabricantes, que son KSB, Lowara (Xylem) y Grundfos.

Las gráficas y resultados facilitados por cada fabricante en la búsqueda de la bomba ideal para las condiciones requeridas se muestran a continuación.

Grundfos:



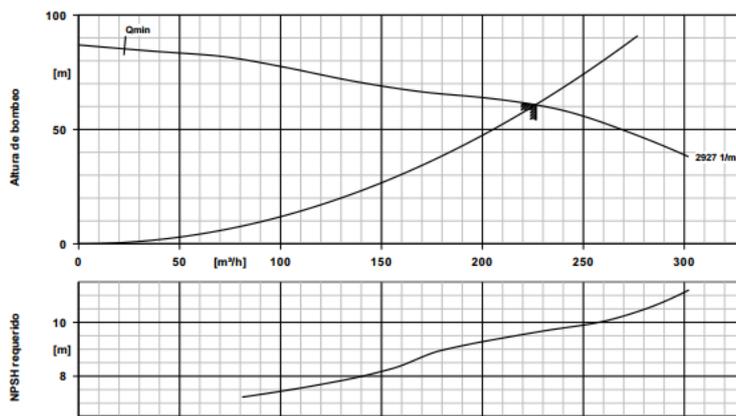


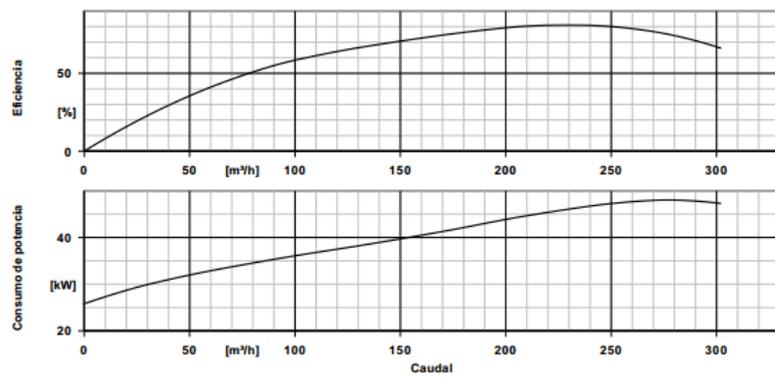
KSB:

UPA 250C-250/3I UMA 200D 55/21

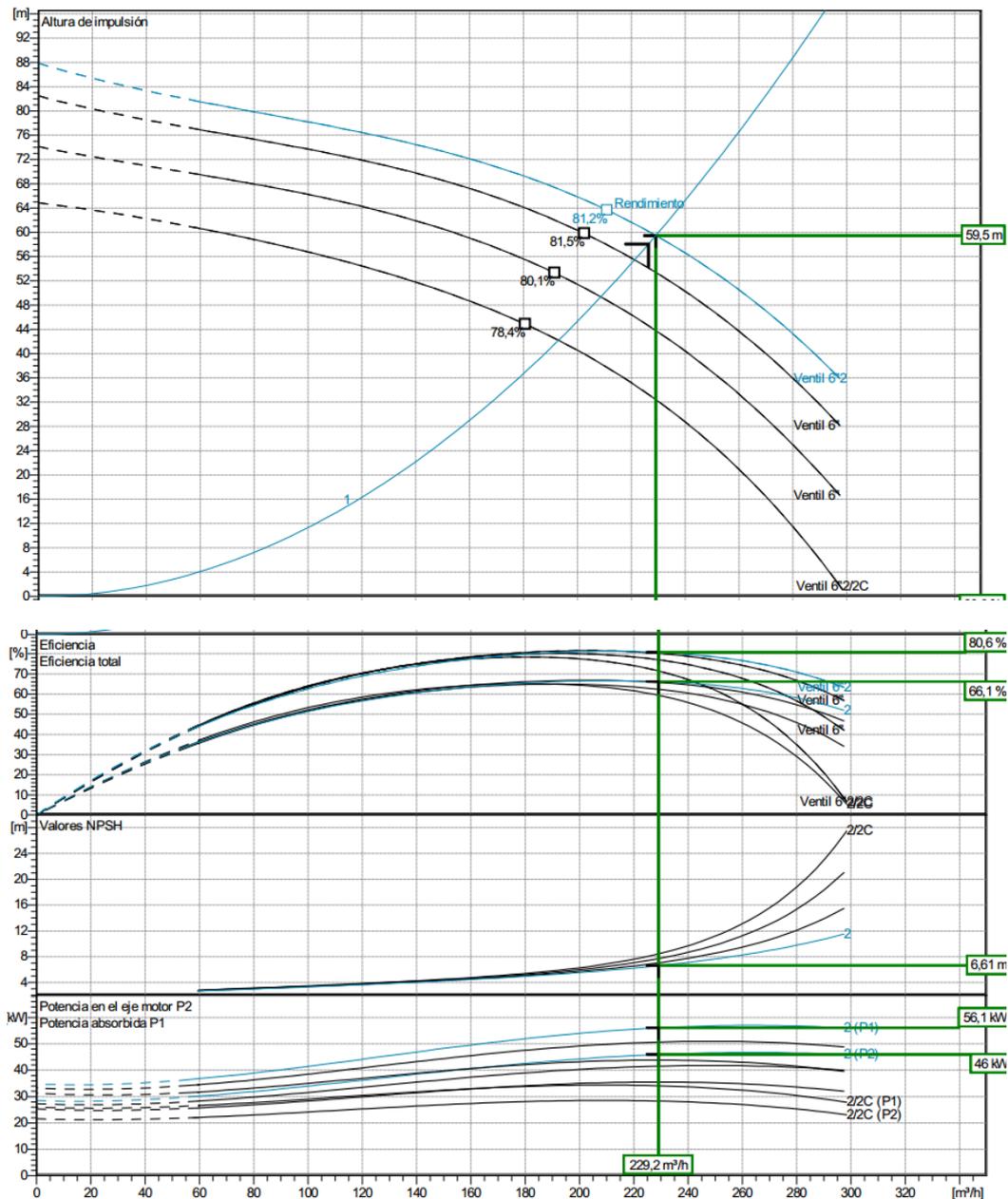
Versión nº.: 1

Bomba sumergible





Lowara:



Un factor importante en el análisis de una bomba, y que como se puede apreciar, se incluye en cada gráfica de resultados, es el NPSH_d o Altura Neta de Aspiración Disponible (debida a la instalación):

$$NPSH_d = \frac{P_0}{\gamma} - H_a - H_{ra} - \frac{P_s}{\gamma}$$

En caso de pozos, p₀ es siempre la presión atmosférica más la debida al líquido por la profundidad a la que se sitúa la bomba, con lo cual, la diferencia entre ésta y la de saturación a las temperaturas a las que se trabaja (pequeña) es muy grande. En bombas no sumergibles a medida que aumenta la altura estática y la longitud de la tubería de

aspiración, los valores de H_a y H_{ra} respectivamente, irán aumentando, hasta un punto en el que el $NPSH_d$ sea igual al $NPSH_r$ (requerido, mínimo admitido por la bomba), caso en el que aparecerá la cavitación. Sin embargo, en bombas sumergibles, al encontrarse sumergidas y no disponer de tubería de aspiración, H_a y H_r siempre serán nulas, por lo que generalmente no existirá este riesgo, ya que p_0 será siempre mucho mayor a la de saturación.

También es destacable el hecho de que, al estar sumergida, no son aplicables los requerimientos para el cebado de la bomba.

A continuación se muestra una tabla con los rendimientos totales de las bombas, para seleccionar la que ofrezca el mejor.

Fabricante	Modelo	Rendimiento total
Grundfos	SP 300-2L G	66,2 %
Lowara (Xylem)	TVS10.2A-1 VV L8W4502D	66,1 %
KSB	UPA 250C-250/3I UMA 200D	78,07 %

Sin lugar a dudas, la bomba de KSB es la que ofrece mayor rendimiento en comparación con los otros dos fabricantes.

Por tanto se selecciona como bomba de captación la bomba de **KSB modelo UPA 250C-250/3I UMA 2200D**.

4. Dimensionado del pretratamiento físico

Para este dimensionado, que será muy básico, se eligió la empresa española Calplas.

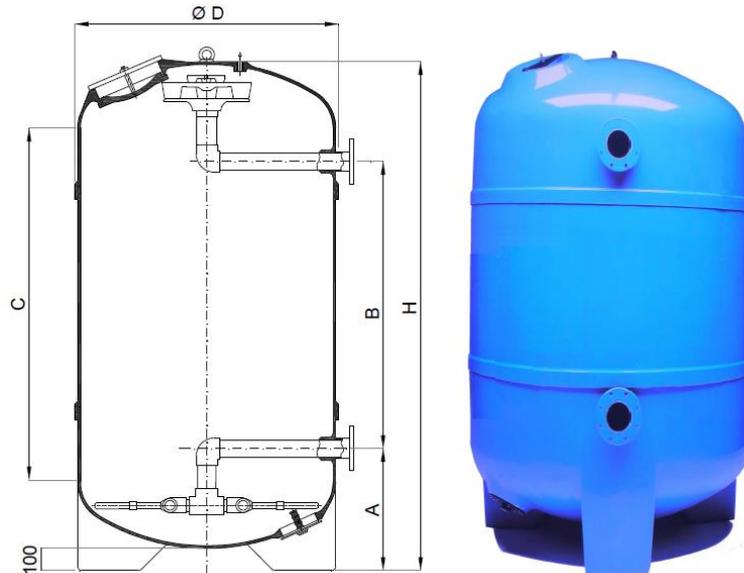
Dentro de su amplio catálogo de productos se buscó únicamente los dos componentes principales de un pretratamiento físico estándar, que son el filtro de arena y el de cartucho, concretamente, la filtración media y fina respectivamente.

Para cada filtro se elegirá un modelo del catálogo de Calplas, y en función de los parámetros correspondientes se determinará el número requerido de elementos de

cada tipo.

4.1. Filtros de arena

Para plantas de tamaño medio y pequeñas, como es el caso, suele ser más común la utilización de filtros de arena verticales, y no horizontales, de mucho más tamaño, que se suelen aplicar para plantas con caudales de trabajo mayores.



Modelo	ØD	C=1500		C=2000		A
		H	B	H	B	
D-1010	1010	2000	1100	2500	1600	500
D-1160	1160	2060	1060	2560	1560	550
D-1260	1260	2100	1168	2600	1668	530
D-1440	1440	2180	1135	2680	1635	600
D-1640	1640	2260	1130	2760	1630	630
D-1840	1840	2340	1080	2840	1580	690
D-2040	2040	2410	1090	2910	1590	725
D-2340	2340	2530	1135	3030	1635	765
D-2550	2550	2600	1230	3100	1730	760
D-2800	2800	2800	1255	3300	1755	850
D-3000	3000	2750	1250	3250	1750	800

Los parámetros determinantes para este dimensionado son la velocidad de filtración y el diámetro, o mejor dicho, el área filtrante correspondiente.

Los valores recomendados de velocidad de filtración para filtros de arena están entre 20 y 30 m³/h/m² ó m/h, aunque pueden trabajar hasta valores de 50 m/h (Innovaqua). Se toma un valor promedio de 25 m/h.

Se selecciona el modelo de mayor capacidad del catálogo: D-3000; C = 2000.

Se aproxima y se determina un área filtrante correspondiente al diámetro de 3

metros (3000 mm):

$$A_f = \pi \cdot \left(\frac{D}{4}\right)^2 = \pi \cdot \left(\frac{3}{4}\right)^2 = 1,77 \text{ m}^2$$

Sabiendo que:

$$V_{filtración} = \frac{Q_f}{A_f}$$

Se despeja Q y posteriormente se calcula el número de filtros necesarios, recordando que el caudal de alimentación es aproximadamente 453 m³/h.

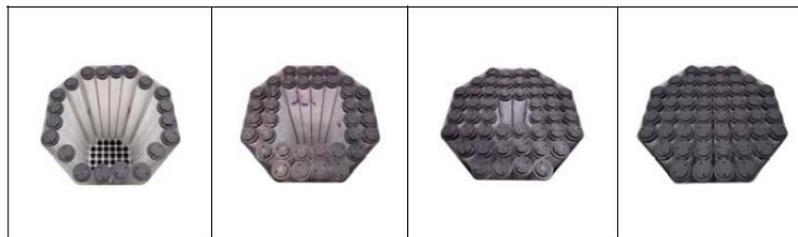
$$Q_f = 1,77 \cdot 25 = 44,25 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$N^{\circ} \text{ filtros} = \frac{Q_t}{Q_f} = \frac{453}{44,25} = 10,24 \rightarrow 11$$

Resulta un número de once filtros de arena. Recalculando se obtiene un caudal unitario de 41,18 m³/h, por lo que la velocidad de filtración disminuirá aproximadamente a 23,3 m/h, lo que no es un problema en absoluto, ya que a menores velocidades, la filtración es más eficiente.

4.2. Filtros de cartucho

En este caso el dimensionado es más simple, aunque el criterio de elección no es tan claro como para filtros de arena.



<i>Ejemplo de micraje 5 micras</i>	Caudal aconsejado por cada 10"/cartucho	0.67 m³/h
<i>Ejemplos de filtros de cartuchos con 30" y 40"</i>		
Caudal (m³/h)	Longitud cartuchos	Numero de cartuchos
40	30"	21
50	30"	24
55	40"	21
65	30"	32
65	40"	24
85	40"	32
105	30"	52
140	30"	69
140	40"	52
180	30"	90
185	40"	69
240	30"	120
240	40"	90
275	30"	137
320	40"	120
365	40"	137

La tabla ofrece los caudales de trabajo aconsejables para los filtros de cartuchos con las características de los cartuchos mostradas a su derecha.

Se utilizarán cartuchos de 40" que son los más habituales, sin embargo, no hay un criterio claro para la elección del número de cartuchos por filtro, y en consecuencia, el número de filtros.

Se decide probar con un valor promedio para no trabajar con filtros con un número muy elevado de cartuchos, y de esta manera, no depender únicamente de dos filtros. A su vez, se descartan los valores pequeños para no requerir un número igualmente elevado de filtros.

Se toma un valor de 140 m³/h:

$$N^{\circ} \text{ de filtros} = \frac{Q_t}{Q_{fc}} = \frac{453}{140} = 3,24 \rightarrow 4$$

Caudal unitario:

$$Q_{fc} = \frac{453}{4} = 113,25 \text{ m}^3/\text{h}$$

Interpolando entre 85 y 140 se obtiene el número requerido de cartuchos:

$$\frac{113,25 - 85}{140 - 85} = \frac{n - 32}{52 - 32}$$

$$n = 42,27 \rightarrow 43$$

El diámetro del filtro irá en función del número de cartuchos en un rango que va desde 415 a 1200 mm.

4.3. Resultados para el pretratamiento físico

Pretratamiento físico		
Elemento	Modelo	Unidades
Filtro de arena	Calplas D-3000:C2000	11
Filtro de cartucho	Calplas 43 cartuchos de 40"	4

5. Dimensionado de las bombas del núcleo de desalación

5.1. Dimensionado de la bomba de alta presión (BAP)

En los pasos anteriores sobre el análisis de los sistemas de desalación de ósmosis inversa, se obtuvo una tabla en la que se facilita la altura requerida por la bomba de alta presión. Se selecciona la de etapa simple y 7 membranas por ser el sistema elegido.

Potencia y consumo del núcleo de desalación			
	HPP (alta presión)	BP (Booster)	Total
Entrada (bar)	2	64,9	
Salida (bar)	67,49	67,49	
Diferencia	65,49	2,59	
Rendimiento total	0,7584	0,7439	
Diferencia (m) (Hb)	643,00	25,43	
Caudal (m³/s)	0,0579	0,0679	0,1258
Caudal (m³/h)	208,33	244,56	452,90
Potencia (W)	378990,78	17595,00	396585,78
Potencia (kW)	378,99	17,60	396,59
Potencia eléctrica (kW)	499,72	23,65	523,38
Consumo específico hidráulico (kWh/m³)		1,90	
Consumo específico eléctrico (kWh/m³)		2,51	

Para este tipo de bomba se extendió la búsqueda a ERI, Xylem (Lowara), KSB, Grundfos y Sulzer. Tanto ERI como Sulzer son fabricantes bastante comunes y con buena fama en el campo de este tipo de bombas de alta presión.

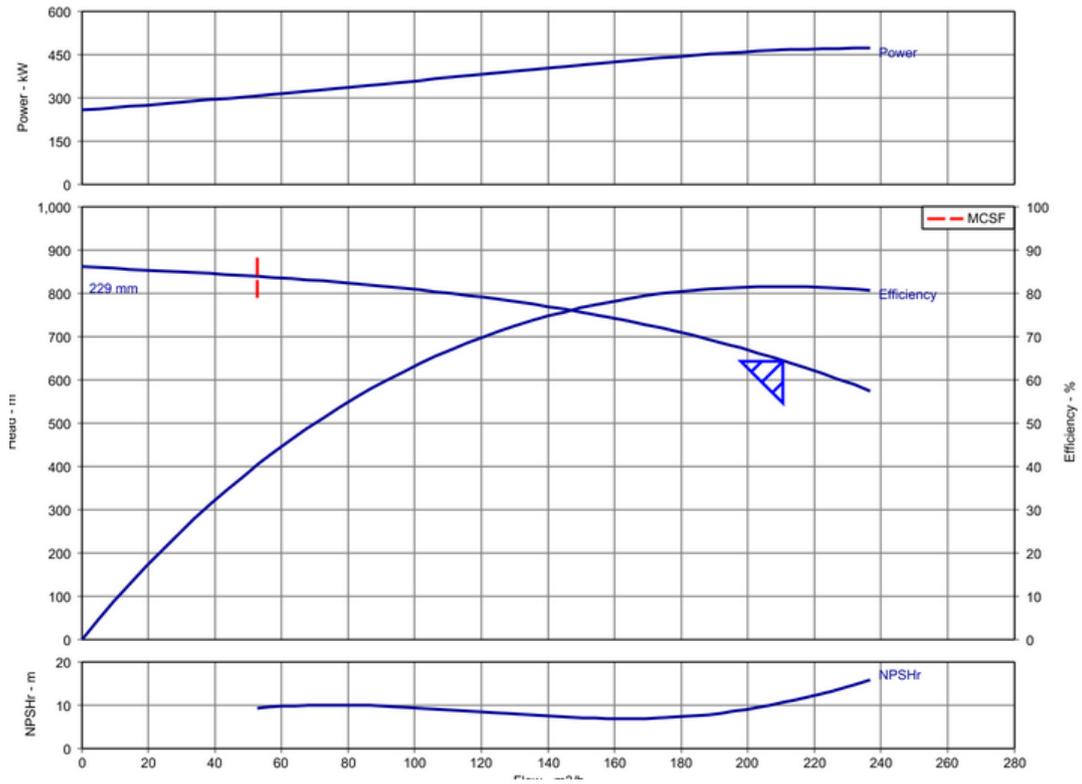
A pesar del número de fabricantes tenidos en cuenta, sólo se obtuvo resultados útiles en los dos primeros. Grundfos, según su selector online no ofrece bombas para las condiciones establecidas, mientras que KSB sí ofrece dos modelos, uno de ellos especialmente diseñado para plantas de ósmosis inversa, pero no aparece en el selector (desactualizado), y las curvas mostradas en las fichas técnicas no ofrecen datos sobre consumo de potencia, rendimiento y altura de manera detallada como para poder realizar el dimensionado a través de ellos. Al otro modelo no se pudo acceder correctamente por errores de la página web. Finalmente, Sulzer, que tiene acceso restringido, no accedió a facilitarlo para nuestra tarea.

Recordando que los valores de cálculo son una altura $H_b = 643$ m y un caudal $Q =$

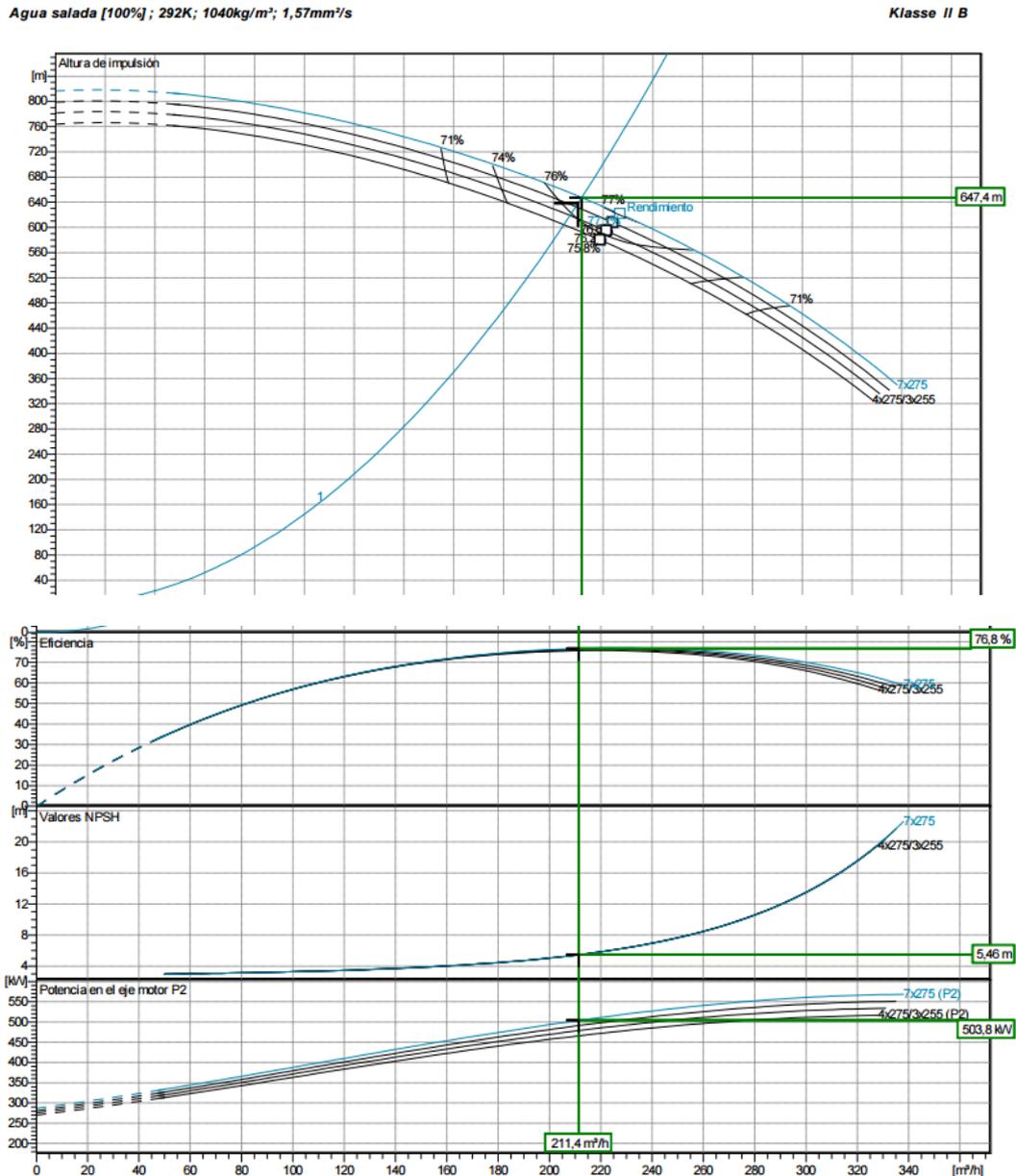
208,33 m³/s, se procede a la selección de la bomba.

Los resultados de la búsqueda son los siguientes:

ERI:



Lowara:



Fabricante	Modelo	Eficiencia total
ERI	Aquabold 4x6x9 A (10 etapas)	81,53 %
Lowara (Xylem)	MPE 125.1 / 7-SC-	76,80 %

De la misma manera que en el caso para bombas de captación, se utiliza el rendimiento total de la bomba (bomba + motor) como criterio de elección de las bombas.

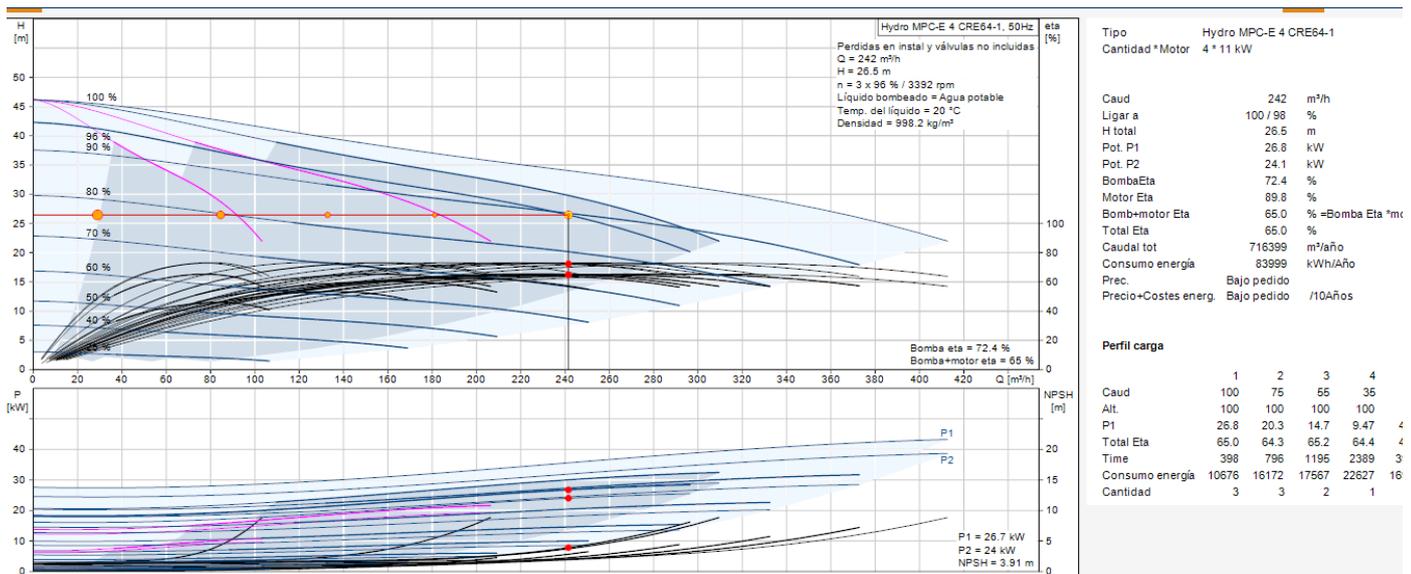
En este caso es la bomba del fabricante ERI, **Aquabold 4x6x9A de 10 etapas**, la que mejor rendimiento ofrece, y por tanto, la elegida como bomba de alta presión.

5.2. Dimensionado de la bomba Booster o de circulación

Con respecto a la bomba de circulación o Booster, también se utilizó el fabricante Lowara (Xylem) y se añadió Grundfos. En este caso, el acceso a la información de ERI y también de Sulzer para este tipo de bomba estaba restringido, y KSB continuó mostrando errores en el selector online, por lo que no se pudo tener en cuenta a pesar de que en su catálogo, KSB ofrece una bomba Booster especialmente diseñada para ósmosis inversa.

Recordando que los valores de cálculo son una altura $H_b = 25,43$ m y un caudal $Q = 244,56$ m³/s, se procede a la selección de la bomba.

Grundfos:



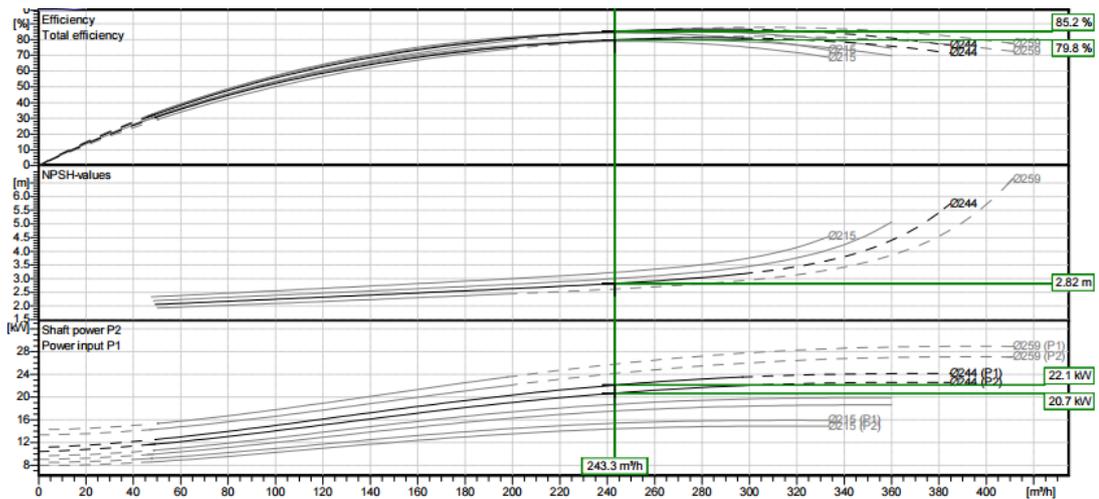
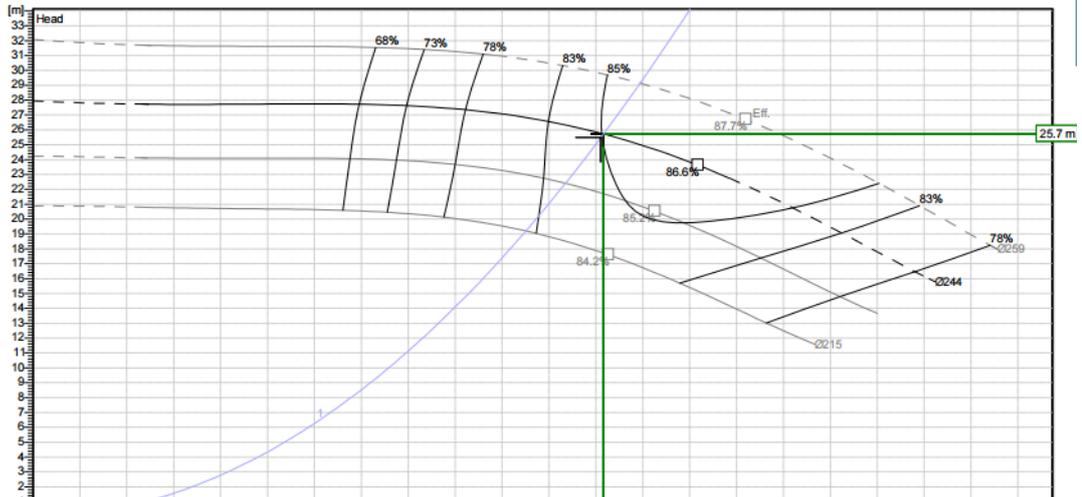
Lowara:

NSCF 125-250/220/W46VCC4

Hydraulic data

Operating Data Specification		Hydraulic data (duty point)		Impeller design	
Flow	242.2 m ³ /h	Flow	243 m ³ /h	Impeller R	244 mm
Head	25.5 m	Head	25.7 m	Frequency	60 Hz
Static head	0 m			Speed	1770 1/min

Power data referred to:
 Agua salada [100%] ; 277K; 1040kg/m³; 1.57mm²/s
 Performance according to ISO 9906 - Annex A



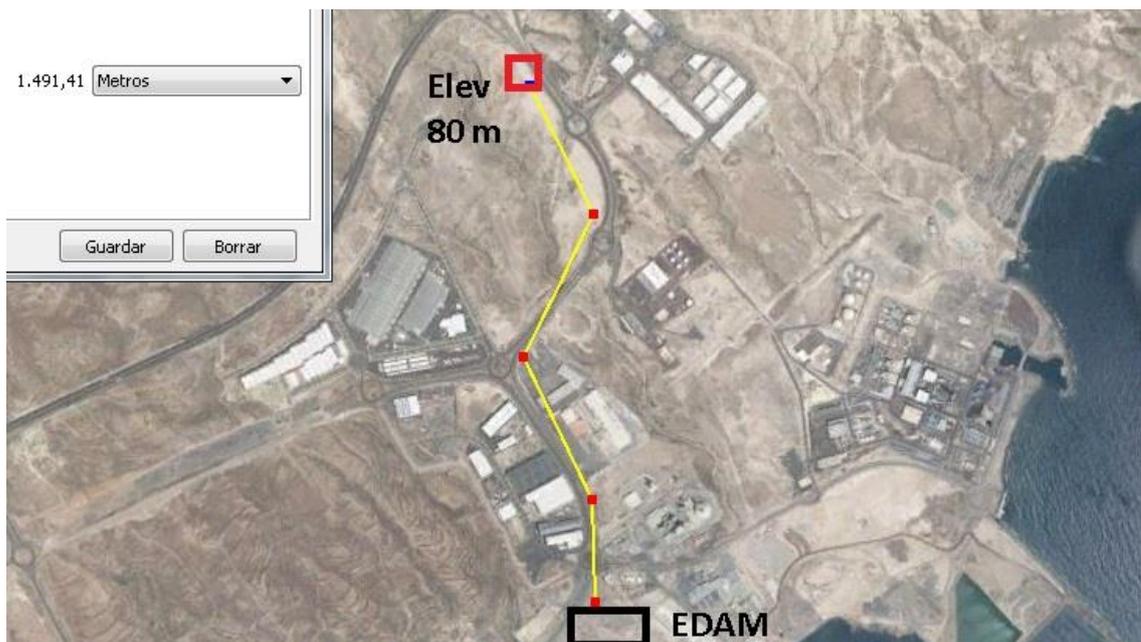
Fabricante	Modelo	Eficiencia total
Grundfos	Hydro MPC-E 4 CRE64-1	65 %
Lowara (Xylem)	NSCF 125-315/220/W45VCC4	79,8 %

Para la bomba Booster, es de nuevo el fabricante Lowara (Xylem) el que ofrece la bomba con mejor rendimiento, por lo que se **selecciona la bomba NSCF 125-315/220/W45VCC4**.

6. Dimensionado del sistema de distribución del agua producto

Para el agua producto se va a hacer uso de los depósitos reguladores previstos para el Polígono Industrial de Granadilla, que se localizarán en el mismo, pero se desconoce su futura localización con exactitud. Ante esto, se busca un posible emplazamiento en una zona que asegure el abastecimiento por gravedad.

La altitud máxima de las industrias se sitúa en torno a 75 metros, por lo que se buscó un lugar con una cota ligeramente superior para suponer el emplazamiento exacto y poder continuar con el dimensionado de las bombas de distribución.



En la imagen se muestra el emplazamiento elegido y la longitud del posible trayecto de la tubería de distribución.

Se determina una longitud final de 1500 metros para la tubería, además, sabiendo que la elevación de la planta es de 15 metros, el desnivel a superar será de 65 metros.

6.1. Tubería de distribución

En cuanto al cálculo de la tubería, se determina un diámetro mínimo teórico mediante el criterio de Bonet:

$$D = 0,267 \text{ m}$$

y se toma de nuevo el **diámetro comercial de 300 mm** facilitado por Flowtite.

En el cálculo de pérdidas de carga (realizado de la misma manera que para la captación) se obtienen los siguientes valores suponiendo un 10% adicional debido a la posible existencia de válvulas y accesorios:

Tubería de distribución		
Caudal	0,05787037	m ³ /s
Velocidad	0,819	m/s
Diámetro	300	mm
Longitud	1500	m
Red	2339245,99	-
Rugosidad relativa	9,66667E-05	-
Coef fricción	0,015	-

Iteraciones de Colebrook	
f inicial	f final
0,015	0,01258
0,01258	0,01263
0,01263	0,01263
0,01263	0,01263
0,01263	0,01263
0,01263	0,01263
0,01263	0,01263
0,01263	0,01263
0,01263	0,01263

Pérdidas de carga (Hr en metros)	
Distribución	
Tubería	2,158
Codos	-
Total	2,158
Total captación	2,158
Total + 10%	2,374

La presión relativa del agua en el depósito será cero, y se supone que también lo será la presión de salida del núcleo de ósmosis inversa, que es lo común, por lo que la variación de presión será nula. Si se diera el caso de que sale relativamente presurizada (en torno a 1 bar) no habría problema, puesto que sería un caso más favorable (la bomba requeriría administrar menos altura hidráulica) que el que se utilizará para el dimensionado.

6.2. Bomba de distribución

De nuevo, la variación de velocidad se supone cero, y se aplica el balance de energía de la siguiente manera:

$$H_b = (z_f - z_i) + H_{r-\text{conducciones}}$$

$$H_b = 67,374 \text{ m}$$

Fabricante	Modelo	Eficiencia total
Lowara (Xylem)	SHF 80-250/5506	71,9 %

En la tabla resultante de bombas sólo tenemos la del fabricante Lowara, ya que como se sabe, el acceso a la información de ERI y también a Sulzer para este tipo de bomba estaba restringido, y KSB continúa mostrando errores en el selector online. Además, Grundfos ofrece una bomba pero no llega a satisfacer la demanda de altura, por lo que también se descartó este fabricante.

La bomba seleccionada **para la distribución del agua producto es el modelo**

SHF 80-250/5506 del fabricante Lowara.

Cabe comentar que aunque se ha dimensionado la distribución para que una bomba realice todo el trabajo, se van a implantar dos bombas, de manera que se puedan alternar y se evite una parada prolongada de la planta en caso de avería.

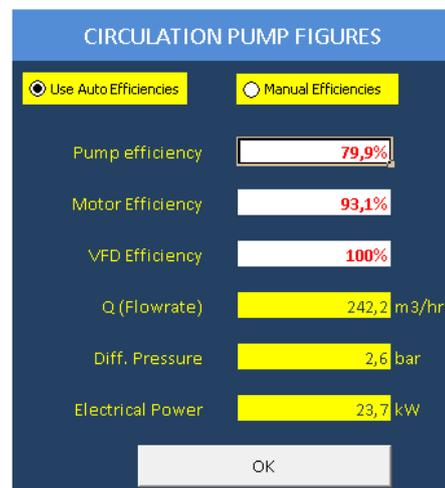
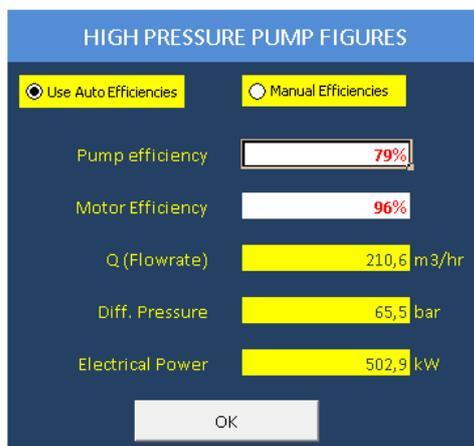
7. Ajuste de la recuperación de energía

7.1. Iteración con el software para la recuperación de energía

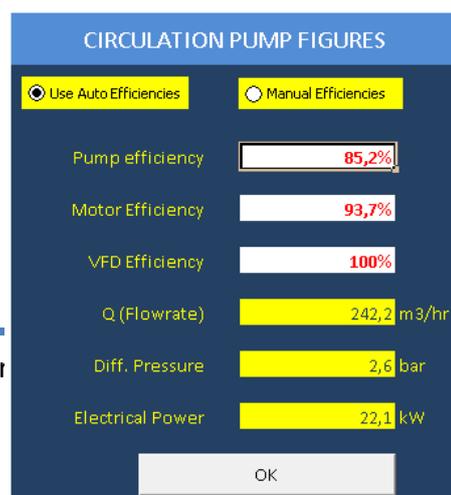
Como ya se comentó en apartados anteriores, el software de ERI para dimensionar los intercambiadores de presión supone unos rendimientos para las bombas de manera automática. Ahora se pretende realizar una segunda y última iteración con los rendimientos reales de las bombas, con el fin de obtener el consumo específico final y real.

Se muestra la comparativa de rendimientos supuestos de forma automática por el software y los aportados por la selección realizada de las bombas respectivamente:

Rendimientos supuestos por el software:



Rendimientos reales de las bombas seleccionadas:



HIGH PRESSURE PUMP FIGURES

Use Auto Efficiencies Manual Efficiencies

Pump efficiency: 86%

Motor Efficiency: 95%

Q (Flowrate): 210,6 m³/hr

Diff. Pressure: 65,5 bar

Electrical Power: 470,0 kW

OK

Para la bomba de alta presión, dado que sólo se facilita el rendimiento total, se ha supuesto un rendimiento del motor del 95% y posteriormente el que correspondería a la bomba (86 %), de manera que la eficiencia total resultante concuerde o sea lo más próxima posible a la facilitada por el fabricante.

El fabricante de la bomba Booster si facilita por separado los rendimientos de motor y bomba.

La siguiente tabla muestra la comparativa anterior en términos totales:

Caso	BAP	Booster
Rendimientos ERI	75,84 %	74,39 %
Rendimientos finales reales	81,53 – 81,7 %	79,8 – 79,83 %

En la fila para rendimientos finales reales se muestra primero el rendimiento obtenido por el fabricante, al multiplicar el rendimiento del motor por el de la bomba propiamente dicha, y luego, el valor aproximado, resultante de no introducir exactamente los decimales necesarios, por la limitación a un decimal del programa.

La mejora conseguida en los rendimientos es clara, por lo tanto, se conseguirá también una mejora del consumo específico.

A continuación se compara el nuevo consumo específico con el anteriormente obtenido y se observa la notable mejora resultante.

PX Technology Performance	
PX unitary flow	48,9 m ³ /hr
Salinity Increase at membranes	2,8%
Volumetric mixing VM	5,8%
Lubrication flow (LF) per PX array	2,3 m ³ /hr
LF as % of concentrate flow	0,9%
HP DP	0,5 bar
LP DP	0,5 bar
RO Specific Energy **	2,36 kWh/m ³
Efficiency	97,63%

PX Technology Performance	
PX unitary flow	48,9 m ³ /hr
Salinity Increase at membranes	2,8%
Volumetric mixing VM	5,8%
Lubrication flow (LF) per PX array	2,3 m ³ /hr
LF as % of concentrate flow	0,9%
HP DP	0,5 bar
LP DP	0,5 bar
RO Specific Energy **	2,53 kWh/m ³
Efficiency	97,63%

Una vez obtenido el consumo específico del núcleo de desalación, se necesita conocer el total de la planta, por lo que es necesario tener en cuenta también el consumo de las bombas de captación y distribución.

Equipo	Consumo (kW)	Consumo específico (kWh/m³)
BAP	469,91	2,256
Booster	21,85	0,105
Captación (2)	95,35	0,458
Distribución	53,20	0,255

Equipo	Consumo específico (kWh/m³)
Núcleo de desalación (BAP + Booster)	2,361

Consumo total planta (kW)
640,30

Consumo específico total planta (kWh/m³)
3,07

El consumo específico total de la planta, como es obvio, resulta mayor que el del núcleo de ósmosis inversa al añadir dos consumos más para un mismo caudal producto, sin embargo, aun así, se obtiene un valor satisfactorio para este parámetro, y con él, se da por terminado el dimensionado del sistema de desalación de la planta.

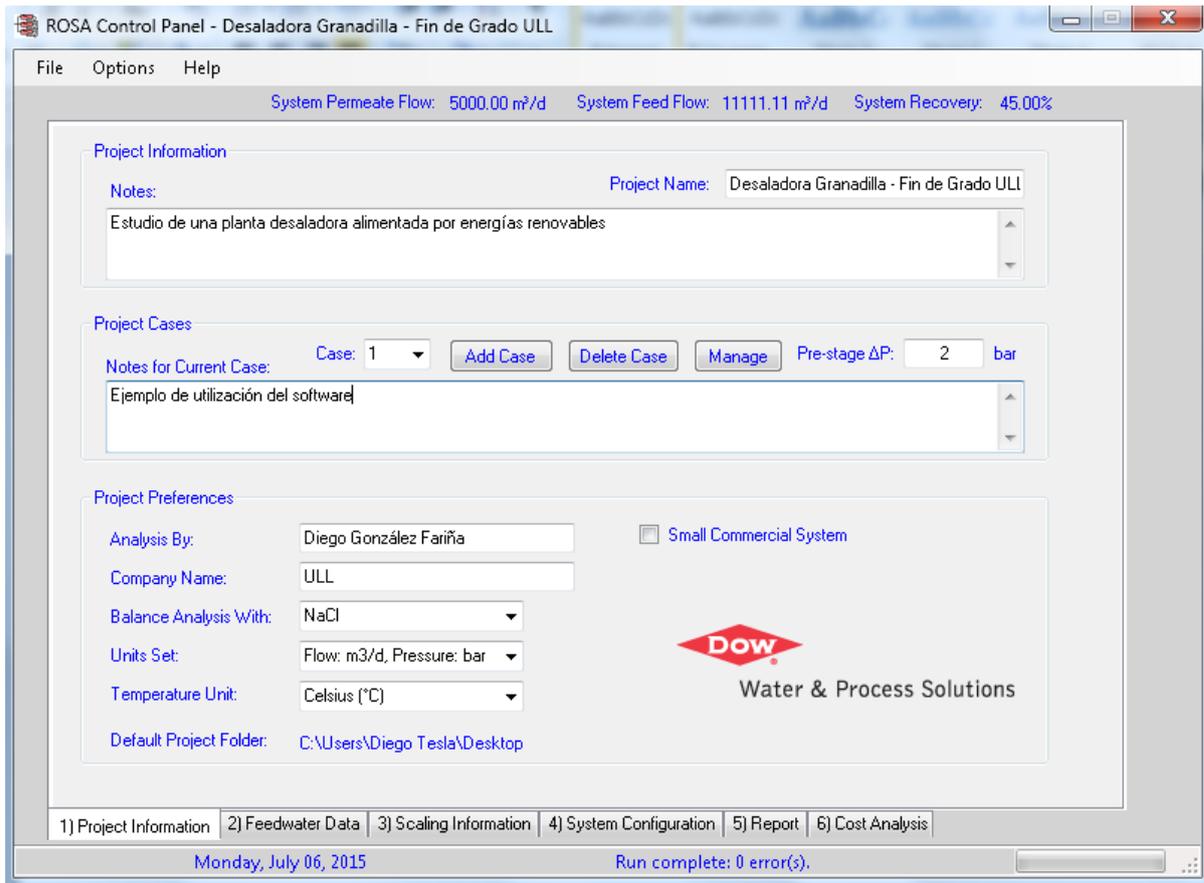
8. Utilización del software ROSA (DOW Filmtec)

El software ROSA (Reverse Osmosis Software Analysis) es un programa informático creado por la compañía DOW Chemical que simula el comportamiento de las membranas fabricadas por la propia empresa, concretamente su empresa subsidiaria Filmtec Membranes.

Como este es el software utilizado para el dimensionado del sistema de desalación propiamente dicho, se va mostrar los diferentes pasos que se han seguido, para obtener los resultados del análisis. No se tratará cada una de las opciones, sólo se hablará de las que se han utilizado para este estudio.

A partir de ahora se dividirá el apartado en tantos subapartados como pestañas de cálculo contiene el programa.

8.1. Información del proyecto (Project information)



En esta primera pestaña se trata de introducir la información y los parámetros más generales del proyecto y del caso en cuestión.

“Case”: se utiliza para elegir el caso en el que se va a trabajar. Se pueden elaborar numerosos casos, cada uno independiente de los demás.

“Pre-stage ΔP ”: indica la presión del agua de alimentación antes de entrar a la primera etapa (antes de la bomba de alta).

“Project preferences”: contiene pestañas para determinar las unidades a utilizar durante el análisis y una pestaña para el balance químico. Ésta última determina qué componente químico se utilizará para ajustar el balance iónico del agua en caso de que no esté ajustado.

8.2. Información sobre el agua de alimentación (Feedwater Data)

System Permeate Flow: 5000.00 m³/d System Feed Flow: 11111.11 m³/d System Recovery: 45.00%

Water Type: Seawater with Generic membrane filtration, SDI < 3 [Open Water Profile Library](#)

Feed Percentage: 100.0 (%) Feed Number: 1 Feed Streams: 1

Ions	mg/l	ppm CaCO ₃	meq/l	Total Conc.(mg/l)
Ammonium (NH ₄ ⁺ + NH ₃)	0	0.000	0.000	0.00
Potassium (K)	415.131	530.830	10.617	415.13
Sodium (Na)	12233.85	26606.890	532.138	12233.85
Magnesium (Mg)	450.142	1851.520	37.030	450.14
Calcium (Ca)	1300.409	3244.534	64.891	1300.41
Strontium (Sr)	0	0.000	0.000	0.00
Barium (Ba)	0	0.000	0.000	0.00
Carbonate (CO ₃)	21.088	35.141	0.703	21.09
Bicarbonate (HCO ₃)	99.968	81.934	1.639	99.97
Nitrate (NO ₃)	0	0.000	0.000	0.00
Chloride (Cl)	20193.65	28479.460	569.589	20193.65
Fluoride (F)	0	0.000	0.000	0.00
Sulfate (SO ₄)	3498.899	3644.687	72.894	3498.90
Silica (SiO ₂)	0.5	n.a.	n.a.	0.50
Boron (B)	0	n.a.	n.a.	n.a.

System Temp: 25.0 °C System pH: 8.20 [Save Water Profile to Library](#)

Note: Any changes in raw feedwater composition will affect scaling calculations. Please review scaling calculations.

1) Project Information 2) Feedwater Data 3) Scaling Information 4) System Configuration 5) Report 6) Cost Analysis

Monday, July 06, 2015 Run complete: 0 error(s).

“Water type”: en esta pestaña desplegable se elige el tipo de agua a tratar o el caso más similar para determinar el SDI estimado que le corresponde, ya sea agua de pozo, aguas superficiales, agua de mar, salobre, residual...

“Feed Percentage-Number-Streams”: no se tendrá en cuenta y se tomaron los valores de la imagen, ya que sólo se trabaja con una corriente y con ella misma en su totalidad.

“Tabla del análisis iónico”: aquí se introducen las concentraciones de los distintos componentes presentes en el agua a analizar.

“Feed parameters”: se introduce la temperatura para el caso estudiado y si es el caso de mayor temperatura media, también se incluye una pestaña “Máx. temp.” en la que se tiene en cuenta los efectos de la temperatura más alta que se pueda registrar de forma puntual. También se introduce el valor de pH de las aguas. El valor de flujo (Flow rate) se introduce automáticamente una vez se selecciona en la pestaña de cálculo “System configuration”.

“Charge Balance”: corresponde con el balance de cargas del agua de alimentación.

Normalmente la carga iónica del agua no es nula, por lo que se ofrecen cinco opciones para ajustarla y equilibrarla. Se utilizó la más general que es “Adjust all ions”.

8.3. Información de incrustaciones en las membranas (Scaling Information)

The screenshot shows the ROSA Control Panel interface for a desalination system. The main window displays the following information:

- System Permeate Flow:** 5000.00 m³/d
- System Feed Flow:** 11111.11 m³/d
- System Recovery:** 45.00%

Scaling Calculations Options:

- No chemicals added
- User-adjusted pH
- Ion-exchange softening

Ion-exchange Leakage:

- Ca Leakage: 40 (mg/L)
- Mg Leakage: 400 (mg/L)

Recovery and Temperature:

- Recovery: 45.00 (%)
- Temperature: 25.0 °C
- Use original feed
- Use adjusted feed

User-adjusted pH:

- Dosing Chemical: H2SO4
- pH: 8.2
- Concentrate S&DSI: -0.347

Scaling Information Table:

	Feed	Adj. Feed	Concentrate
pH	8.2	8.2	8.46
LSI	1.612	0.100	0.866
Stiff & Davis Index	0.609	-0.887	-0.347
TDS (mg/l)	38,209	38,447	69,904
Ionic Strength (molal)	0.762	0.727	1.367
HCO ₃ (mg/l)	99.968	99.968	181.760
CO ₂ (mg/l)	0.314	0.314	0.314
CO ₃ (mg/l)	21.088	21.088	38.342
CaSO ₄ (% Saturation)	77.62	2.48	5.14
BaSO ₄ (% Saturation)	0.0	0.0	0.0
SrSO ₄ (% Saturation)	0.0	0.0	0.0
CaF ₂ (% Saturation)	0.0	0.0	0.0
SiO ₂ (% Saturation)	0.32	0.32	0.50
Mg(OH) ₂ (% Saturation)	0.39	0.34	2.07

Navigation tabs: 1) Project Information | 2) Feedwater Data | 3) Scaling Information | 4) System Configuration | 5) Report | 6) Cost Analysis

Monday, July 06, 2015 | Run complete: 0 error(s)

“Scaling calculations options”: en esta pestaña se debe indicar si se desea realizar alguna corrección en el agua de alimentación antes de entrar en las membranas, para reducir el riesgo de incrustaciones. Se facilitan tres opciones:

La primera, “No chemicals added” significa que no se añadirá ningún componente químico al agua, y se ignorará cualquier efecto posterior de la adición de antiincrustante, que no están incluidos en el programa, a pesar de ser la opción más común.

“User-adjusted pH”; en algunos casos, variando el pH hasta determinados valores se anulan los problemas de incrustaciones del carbonato cálcico (CaCO₃), pero no de las demás sales susceptibles. Generalmente se acidifica inyectando ácido sulfúrico (H₂SO₄) o clorhídrico (HCl) o se alcaliniza añadiendo Hidróxido Sódico (NaOH) si el agua es demasiado ácida.

Por último está el “Ion-exchange softening”, en el que por medio de la utilización de resinas de intercambio iónico se puede evitar la precipitación del tipo de sales deseado. En el programa se lleva a cabo ajustando la concentración de calcio y magnesio deseada para reducir el índice de saturación de las sales.

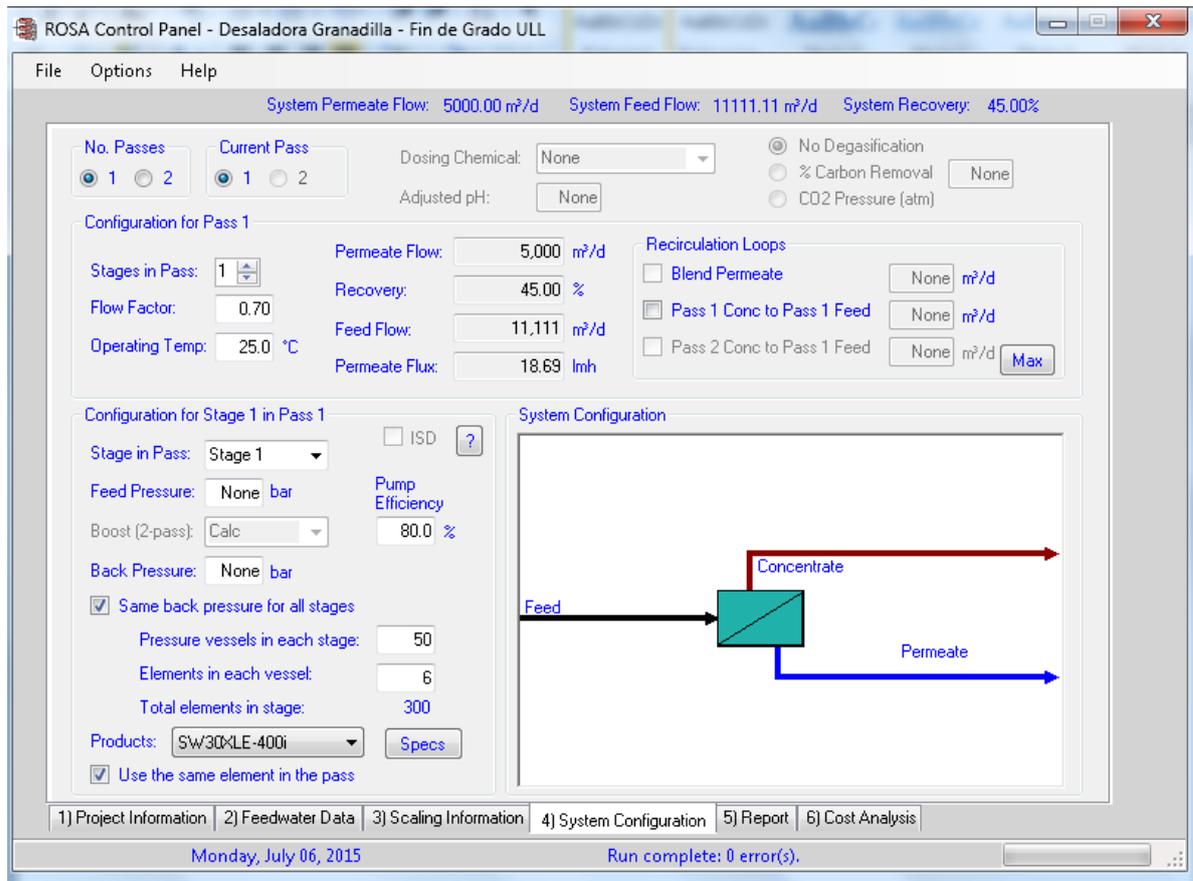
En el análisis de la planta se utilizó esta última opción para reducir las sales que superaban el índice de saturación, simulando la adición de antiincrustantes.

En este análisis de incrustaciones hay cuatro parámetros imprescindibles: índice de Langelier (LSI), índice de Stiff & Davis (S&DSI), pH y el índice de saturación de las sales que ya se citó. Los dos primeros indican el grado de saturación del agua con respecto al carbonato cálcico. Se diferencian en que el primero es fiable para valores de TDS menores a 10000, mientras que el segundo lo es para valores mayores (por tanto, es el que se ha tenido en cuenta, ya que el agua de Canarias ronda un TDS de 38000).

Un valor positivo de estos índices indica que el agua tiene propiedades incrustantes, mientras que si es negativo se trata de un agua corrosiva. El valor mostrado representa cuánto se debe variar el pH en una u otra dirección, para llevar el agua a su estado de equilibrio. Se suelen buscar valores de S&DSI de -0,2 o ligeramente inferiores, para las plantas de ósmosis inversa.

En la tabla de parámetros se debe prestar atención a la columna “concentrate” en la que se muestra el porcentaje de saturación de las sales susceptibles.

8.4. Configuración del sistema (System Configuration)



Esta pestaña es la principal en cuanto al dimensionado de los bastidores de ósmosis inversa se refiere.

“No. Passes”: tanto esta pestaña como la contigua, hacen referencia al número de pasos, y al paso en cuestión, del estudio. El paso corresponde con el número de veces que se trata el permeado, es decir, un sistema con dos pasos, realiza una primera filtración del agua de alimentación, y luego aplica una segunda al permeado obtenido de la primera. En este caso se utilizó sólo un paso.

“Configuration for pass 1”: en esta pestaña se introducen todos los parámetros para el paso en cuestión. Primero está el número de etapas, que hacen referencia al número de veces que se filtra el agua salada (primero el agua de alimentación y luego el concentrado o rechazo). Como ya se vio anteriormente, se probó con una y dos etapas.

Luego está la pestaña “flow factor”, parámetro en el que se introduce el envejecimiento de las membranas. Se recomienda variar entre 1, para el primer uso de las mismas, y 0,7, con una edad de entre 3 y 5 años y un ensuciamiento considerable. El valor a tener en cuenta es 0,7, ya que supondrá el caso de mayor consumo.

Los parámetros de “permeate & feed flow”, “recovery” y “flux” se especifican en esta pestaña que se despliega al “clickear” en alguno de ellos. Introduciendo un valor de recuperación y otro de permeado, automáticamente aparece el de alimentación (feed). El flux se calcula automáticamente una vez se determine más adelante el número de tubos de presión y membranas por tubo.

La pestaña “Recirculation loops” no se tiene en cuenta puesto que no se va a introducir ninguna recirculación en la planta.

“Configuration for stage 1 in pass 1”: este es el punto en el que se trabaja con las membranas. Las demás pestañas no se tienen en cuenta para el análisis ya que no existe una segunda pasada, y la presión de alimentación y contrapresión (feed y back pressure) se dejan calcular por el programa para conseguir los caudales fijados en el diseño de la instalación.

Finalmente se selecciona el producto (membrana SW30XLE-400i) y el número de tubos de presión (pressure vessel) y de membranas por cada tubo (elements in each vessel). Se probaron diversas configuraciones de tubos de presión para tubos de 6 y 7 membranas. Como ya se comentó, al seleccionar estos parámetros se calcula automáticamente el flux, flujo específico o carga superficial, que nos indica el volumen de agua por unidad de superficie que permea la membrana en una hora.

8.5. Informe (Report)

Información del Proyecto: Estudio de una planta desaladora alimentada por energías renovables

Detalles del Sistema

Caudal de Alimentación a la 1ª Etapa	11111.11 m ³ /d	Caudal de Permeado Paso 1	5000.61 m ³ /d	Presión Osmótica:	
Caudal de Agua Bruta al Sistema	11111.11 m ³ /d	Conversión Paso 1	45.01 %	Alimentación	27.95 bar
Presión de Alimentación	67.64 bar	Temperatura de Alimentación	25.0 C	Concentrado	52.46 bar
Factor de flujo	0.70	STD Alimentación	38447.31 mg/l	Media	40.21 bar
Dosificación Química	Ninguno	Número de Elementos	300	NDP media	24.95 bar
Área Activa Total	11148.00 M ²	Flujo específico medio Paso 1	18.69 lmh	Potencia	1087.49 kW
Clasificación del Agua: Seawater with Generic membrane filtration, SDI < 3				Energía Específica	5.22 kWh/m ³

Etapa	Elemento	Nº Cajas de presión	Nº Elementos	Caudal de Alimentación (m ³ /d)	Presión de Alimentación (bar)	Caudal de Recirculación (m ³ /d)	Caudal de concentrado (m ³ /d)	Presión del concentrado (bar)	Caudal de Permeado (m ³ /d)	Flujo específico medio (lmh)	Presión de Permeado (bar)	Presión Booster (bar)	STD Permeado (mg/l)
1	SW30XLE-400i	50	6	11111.11	65.64	0.00	6110.50	64.39	5000.61	18.69	0.00	0.00	182.56

Corrientes Paso (mg/l como ión)					
Nombre	Alimentación	Alimentación ajustada	Concentrado		Permeado
			Etapa 1	Etapa 1	Permeado Total
NH ₄ ⁺ + NH ₃	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
K	415.13	415.13	752.81	2.50	2.50
Na	12233.85	13778.05	24996.91	69.17	69.17
Mg	450.14	400.00	727.19	0.19	0.19
Ca	1300.41	40.00	72.72	0.02	0.02
Sr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ba	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO ₃	21.09	21.09	38.94	0.00	0.00
HCO ₃	99.97	99.97	179.85	0.99	0.99
NO ₃	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cl	20193.65	20193.65	36631.70	107.16	107.16
F	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SO ₄	3498.90	3498.90	6360.21	2.52	2.52
SiO ₂	0.50	0.50	0.91	0.00	0.00
Boro	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO ₂	0.31	0.32	0.72	0.27	0.27
STD	38213.66	38447.31	69761.26	182.56	182.56
pH	8.20	8.20	8.14	6.71	6.71

Advertencias de Diseño

-Ninguno-

Advertencias de Solubilidad

Índice de Saturación Langelier > 0

Se puede requerir anti-incrustantes. Consulte con su fabricante para la dosificación y máxima conversión permitida.

Detalles Etapa

Etapa 1	Elemento	Conversión	Caudal de Permeado (m ³ /d)	STD Permeado (mg/l)	Caudal de Alimentación (m ³ /d)	STD Alimentación (mg/l)	Presión de Alimentación (bar)
	1	0.12	26.35	92.20	222.22	38447.31	65.64
	2	0.11	22.23	121.27	195.87	43606.72	65.34
	3	0.10	18.13	163.08	173.65	49172.43	65.09
	4	0.09	14.29	223.73	155.52	54884.89	64.88
	5	0.08	10.90	312.28	141.23	60415.05	64.70
	6	0.06	8.12	440.46	130.33	65443.48	64.53

Cálculo de Precipitaciones

	Agua Bruta	Alimentación ajustada	Concentrado
pH	8.20	8.20	8.14
Índice de Saturación Langelier	1.61	0.10	0.54
Índice de estabilidad Stiff & Davis	0.61	-0.89	-0.67
Fuerza Iónica (Molal)	0.76	0.73	1.36
STD (mg/l)	38213.66	38447.31	69761.26
HCO ₃	99.97	99.97	179.85
CO ₂	0.31	0.32	0.72
CO ₃	21.09	21.09	38.94
CaSO ₄ (% Saturación)	77.62	77.63	5.12
BaSO ₄ (% Saturación)	0.00	0.00	0.00
SrSO ₄ (% Saturación)	0.00	0.00	0.00
CaF ₂ (% Saturación)	0.00	0.00	0.00
SiO ₂ (% Saturación)	0.32	0.36	0.61
Mg(OH) ₂ (% Saturación)	0.39	0.39	0.48

Para hacer el balance: 3.43 mg/l Naañadido a la alimentación

Ya que la pestaña “cost analysis” no se va a utilizar porque no se dispone de toda la información necesaria para elaborar un análisis completo y útil, el último punto es el informe o “report”.

Aquí se plasman todas las características del sistema diseñado con detalle.

Se divide en cinco partes bien diferenciadas:

- Detalles del sistema: muestra todas las características del sistema que se han ido teniendo en cuenta en los diferentes pasos.
- Tabla de análisis de concentración de sales: Detalla los valores de las distintas sales en la alimentación, después del ajuste, en el concentrado y por último, el permeado.
- Advertencias de diseño de las membranas: cita las posibles advertencias de presión, recuperación y caudal que puedan sufrir las membranas en determinadas condiciones
- Detalles de la etapa: plasma los parámetros más representativos de cada etapa por cada membrana.
- Advertencias de solubilidad y cálculo de precipitaciones: se detallan los parámetros a tener en cuenta acerca de las precipitaciones o incrustaciones y cita las advertencias correspondientes en caso de que exista algún riesgo en este ámbito.

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

**ANEXO III: CÁLCULOS DEL DIMENSIONADO
DEL SISTEMA EÓLICO**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE UNA PLANTA DESALADORA ABASTECIDA POR ENERGÍAS
RENOVABLES**

AUTOR: Diego González Fariña

TUTOR: Vicente José Romero Ternero

Índice:

1. Descripción teórica y análisis de las posibles soluciones	4
1.1. Introducción a la energía eólica	4
1.2. Rosa de los vientos	5
1.3. Mapa eólico	6
1.4. Variabilidad del viento	6
1.5. Efectos a tener en cuenta para el emplazamiento de aerogeneradores	7
1.6. Energía del viento	7
1.6.1. Distribución de probabilidad de velocidades (Weibull).....	7
1.6.2. Potencia del viento (P_v).....	9
1.6.3. Curva de potencia ($P_{AG}(v)$).....	9
1.6.4. Potencia promedio incidente	10
1.6.5. Potencia promedio generada por un aerogenerador.....	10
1.6.6. Límite de Betz.....	10
1.7. Aerogeneradores	11
1.8. Costes de inversión, mantenimiento y operación	13
2. Cálculos de la solución adoptada	15
2.1. Recurso eólico y determinación del emplazamiento para los aerogeneradores	15
2.2. Elección del aerogenerador	21
2.3. Determinación y comprobación de los resultados finales	28

1. Descripción teórica y análisis de las posibles soluciones

1.1. Introducción a la energía eólica

La energía eólica hace referencia a la energía que contiene el viento por su propio desplazamiento en la atmósfera. Concretamente se trata de la energía cinética del mismo.

El viento se forma debido al calentamiento diferencial, o no uniforme, de la atmósfera, ya que por norma general, el aire del Ecuador se calienta mucho más que el cercano a los polos. El primero asciende y tiende a circular hacia la zona de los segundos. Esto junto con el efecto de la fuerza de Coriolis son factores determinantes en la generación de un patrón de circulación a gran escala.

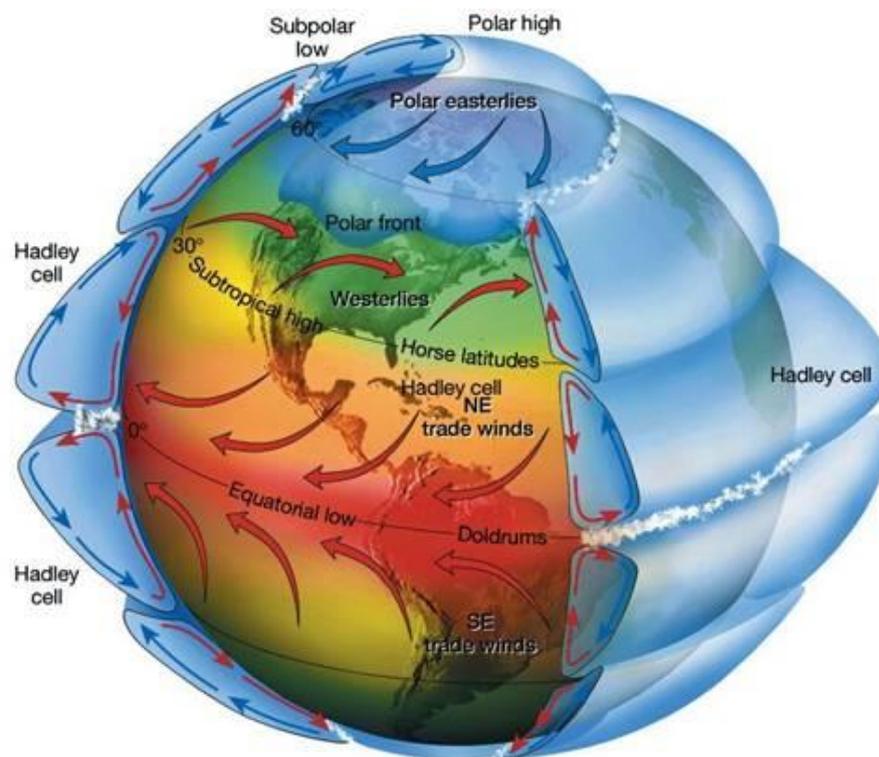


Imagen 1. Circulación general de las masas de aire en la atmósfera terrestre

El efecto del terreno junto con lo que se acaba de introducir hace que existan dos tipos de vientos:

- Vientos geostróficos: se deben a las diferencias de presión y de temperatura de la atmósfera y se sitúan a partir de unos 1000 metros de altura y no están afectados por la

orografía.

- Vientos de superficie: se trata de los vientos geostróficos a bajas alturas, por lo que están altamente influenciados por la orografía local. Es muy importante analizar este tipo de viento al estudiar el emplazamiento para aerogeneradores.

1.2. Rosa de los vientos

Es uno de los gráficos más importantes y el más representativo en cuanto a eólica. Indica la distribución de velocidades de viento y la frecuencia de variación de dirección del viento.

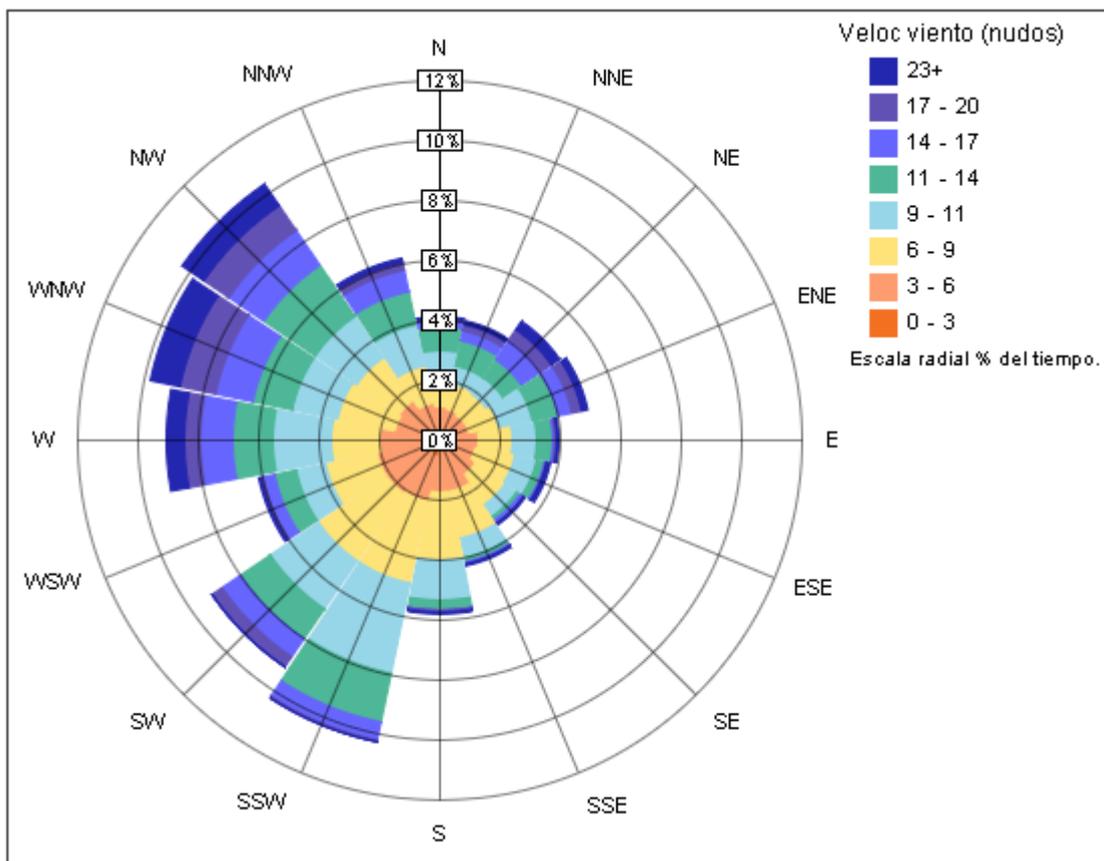


Imagen 2. Rosa de los vientos

1.3. Mapa eólico

Informa sobre la distribución de velocidades medias para una determinada zona.

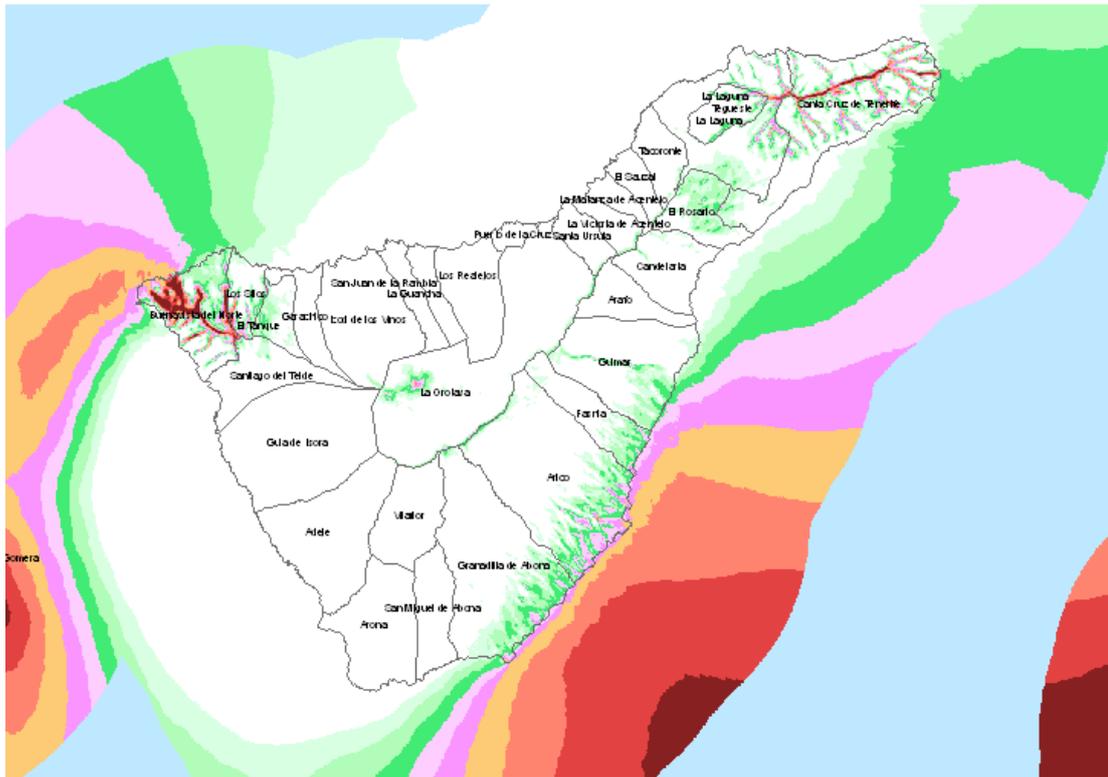


Imagen 3. Mapa eólico de Tenerife

1.4. Variabilidad del viento

Una de las características más importantes, y en gran medida, más problemáticas de la energía eólica es su variabilidad constante.

Tanto la velocidad del viento como su dirección fluctúan constantemente debido a las condiciones climáticas, la orografía del terreno y los obstáculos, por lo que la energía captada por los aerogeneradores también sufrirá constantes variaciones.

En algunos casos y lugares esta variación se adapta relativamente a las necesidades de consumo. Por ejemplo, durante el día el viento suele soplar con más intensidad que durante la

noche, por lo que se adapta al mayor consumo diurno. También hay lugares en los que estacionalmente, el viento sopla también con mayor intensidad en las épocas de mayor actividad y consumo de la zona. Sin embargo, las variaciones a corto plazo siguen siendo un quebradero de cabeza para los ingenieros en su diseño, y para la red eléctrica en su operación.

1.5. Efectos a tener en cuenta para el emplazamiento de aerogeneradores

Existen efectos que afectan comúnmente al viento y que por ello se deben tener en cuenta a la hora de estudiar un emplazamiento para un aerogenerador. Estos efectos son los que se muestran a continuación:

- Turbulencias: generación de flujos irregulares en superficies muy accidentadas.
- Abrigo del viento: disminución de la velocidad del viento tras un obstáculo.
- Efecto estela: efecto de rotación sufrido por el viento tras pasar por el rotor del aerogenerador.
- Efecto parque: influencia o perturbaciones en el viento generadas por un aerogenerador sobre otros cercanos en un parque eólico.
- Efecto túnel: efecto mediante el cual el aire se comprime al pasar entre dos obstáculos y aumenta la velocidad del viento.
- Efecto colina: el viento se comprime al ascender por una colina y aumenta su velocidad.

1.6. Energía del viento

1.6.1. Distribución de probabilidad de velocidades (Weibull)

Esta distribución proporciona la probabilidad de que la velocidad del viento esté comprendida en un determinado intervalo de velocidades. La más utilizada es la conocida como distribución de Weibull, que se caracteriza por dos factores, el factor de forma (k) y el factor de escala (c).

Para que esta distribución sea representativa de las características del año tipo, se necesita un registro de velocidades de viento de varios años.

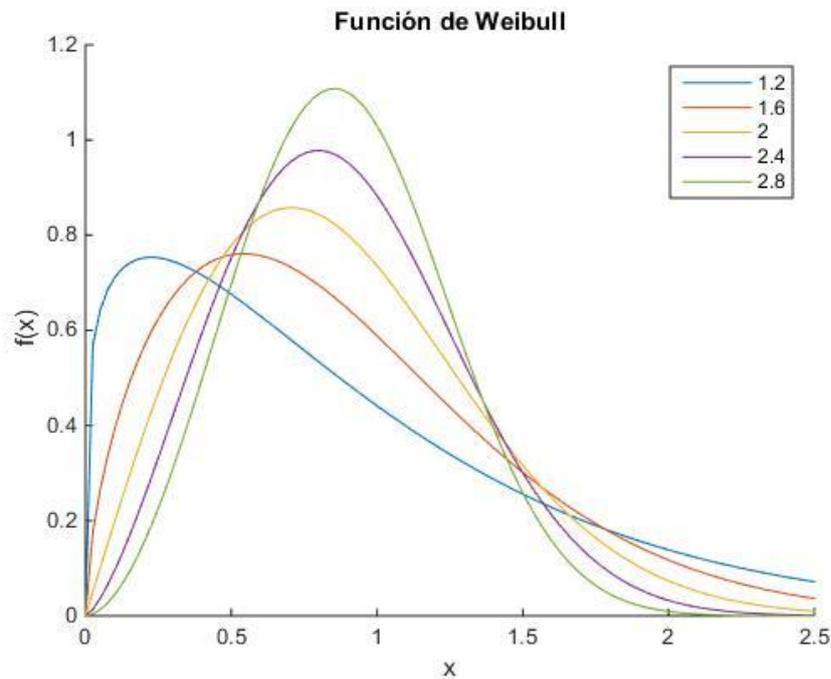


Imagen 4. Distribución de Weibull

La función $f(x)$ representa a la función de probabilidad ($f(v)$) que se muestra a continuación, el eje x contiene la velocidad del viento. Las distintas curvas se corresponden con distintos valores del factor de forma (k).

La función de probabilidad se define por la siguiente expresión:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

En la que k y c corresponden con el factor de forma y el factor de escala respectivamente, y v con la velocidad del viento.

1.6.2. Potencia del viento (P_v)

La potencia que es capaz de contener el viento depende de la densidad del aire, del área en analizada y de la velocidad del viento, y se define por la siguiente expresión:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

1.6.3. Curva de potencia ($P_{AG}(v)$)

Esta función representa la potencia que es capaz de generar un aerogenerador en función de la velocidad del viento que incide perpendicularmente sobre el área del rotor. Es suministrada por el fabricante.

Su expresión coincide con la de potencia del viento multiplicada por el coeficiente de potencia (c_p), que representa la fracción de potencia del viento (P_v) que es capaz de captar el aerogenerador.

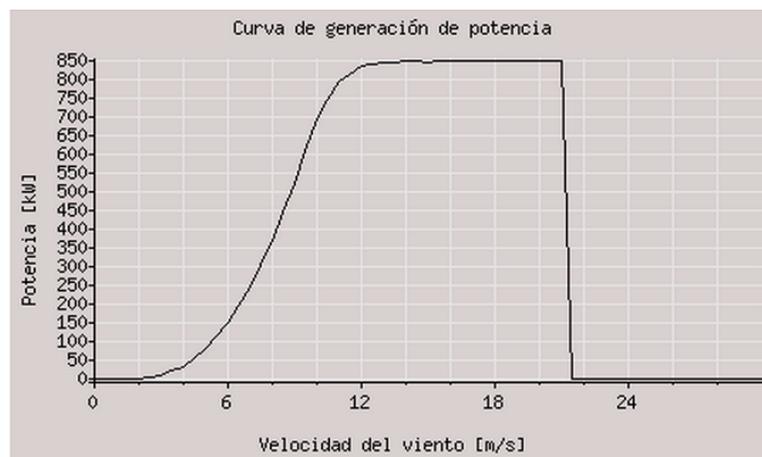


Imagen 5. Curva de potencia de un aerogenerador

$$P_{AG}(v) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot c_p$$

1.6.4. Potencia promedio incidente

Es la combinación de la potencia instantánea con la función de probabilidad de velocidades de viento

$$\bar{P}_I \int_0^{\infty} P_v \cdot f(v) \cdot dv$$

1.6.5. Potencia promedio generada por un aerogenerador

Indica la potencia generada promedio (no instantánea que corresponde con la curva de potencia) generada por un aerogenerador. Resulta de la combinación entre la curva de potencia y la función de probabilidad de velocidades de viento, evaluada entre la velocidad de arranque y de parada.

$$\bar{P}_G \int_{v_a}^{v_p} P_{AG}(v) \cdot f(v) \cdot dv$$

1.6.6. Límite de Betz

Límite teórico según el cual ningún sistema de captación puede extraer más del 59,3% de la potencia eólica incidente. En otras palabras, el coeficiente de potencia nunca superará el valor de 0,593.

1.7. Aerogeneradores

Los aerogeneradores son los equipos encargados de captar la energía eólica y transformarla en eléctrica. Actualmente los más comunes son los de eje horizontal, y están constituidos por una cimentación de hormigón armado adecuada al terreno y a las cargas del viento. Sobre ella se levanta una torre típicamente de acero, de estructura en celosía o tipo tubular, que elevan bastante el generador para evitar las bajas velocidades de viento junto a la superficie del terreno. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio a la que se accede por el interior de la torre o por el exterior si se trata de un modelo pequeño.



Imagen 6. Aerogenerador de torre en celosía (izquierda) y torre tubular (derecha)

La góndola encierra los siguientes componentes:

- **Tren de potencia:** eje del rotor (lento), caja multiplicadora (de régimen de salida hasta unas 1000 – 1500 rpm y de elevado rendimiento (90-95 %), de eje rápido y acoplamiento flexibles)

- **Maquinaria eléctrica:** generador eléctrico con rendimiento en torno al 90%, controles, accionamientos y máquinas auxiliares)
- **Mecanismos auxiliares:** generalmente hidráulicos (freno de emergencia del rotor, freno de orientación de góndola, mecanismo de cambio de paso, aerofrenos, sistema de orientación)
- **Sistema de control:** basado en un microprocesador y encargado de la supervisión de las variables operativas, registro de incidencias y control del funcionamiento
- **Buje:** une las palas del rotor y puede incorporar sus articulaciones como cambio de aso, conicidad, etc.
- **Palas:** responsable principal de la captación de energía eólica. Su eje de giro suele estar inclinado algunos grados sobre la horizontal para alejar las palas de la torre
- **Mecanismo aerodinámico de orientación:** suele tratarse de una veleta de cola o molino de cola para pequeños tamaños. Para tamaños mayores se usa orientación asistida detectando la dirección del viento por medio de un sensor de dirección y orientando la góndola con motores hidráulicos o eléctricos engranados a una corona horizontal
- **Estación meteorológica:** mide la velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica

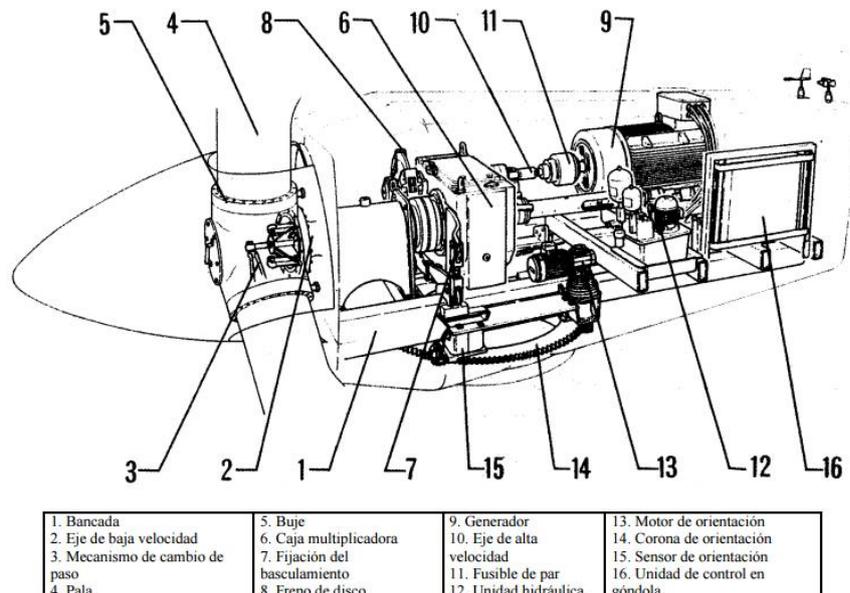


Imagen 7. Partes de una turbina eólica

1.8. Costes de inversión, mantenimiento y operación

En las siguientes imágenes se muestran los costes medios de inversión para aerogeneradores durante varios años.

La primera imagen da una idea del coste medio en USD/kW para China, Italia y EE.UU. en el período 2006-2010.

La segunda imagen es un gráfico que muestra el mismo parámetro para numerosos países y el período entre 2003 y 2007.

La fuente de ambas imágenes es la IEA (International Energy Agency)

País	2006	2007	2008	2009	2010
China	885	928	911	864	644
Italia	1290	1874	1892	1798	1592
EE.UU.	1183	1224	1456	1339	1234

Imagen 8. Coste de los sistemas eólicos en China, Italia y EE.UU. en el período 2006-2010

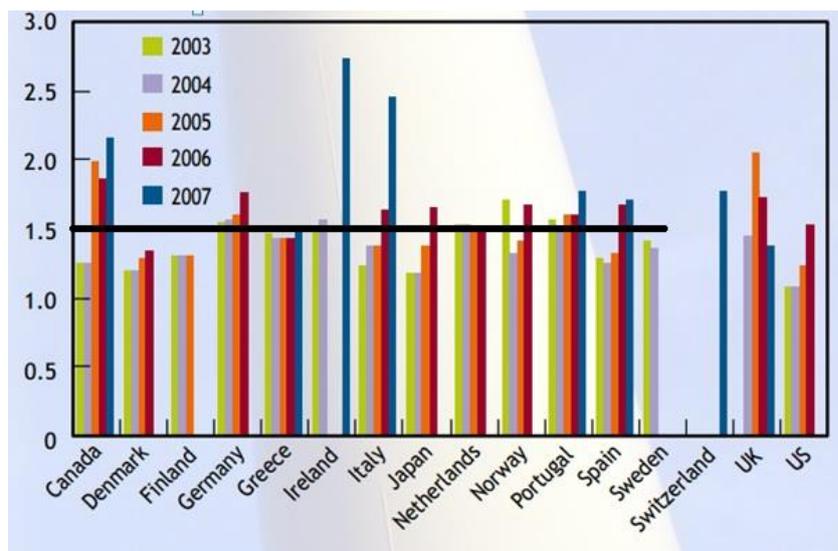


Imagen 9. Coste de los sistemas eólicos de diferentes países en el período 2003-2007

Para España, se observa en la segunda imagen que el valor se encuentra en los últimos años en torno a 1,7 USD/kW instalado, pero la primera imagen muestra a partir de 2008 el valor ha ido decreciendo ligeramente, por lo que se tendrá en cuenta un valor promedio de 1,5 USD/kW para el análisis de costes.

Para el coste de operación y mantenimiento se estima un porcentaje del 1,5-3 % del coste total de inversión.

2. Cálculos de la solución adoptada

En este apartado se pretende seleccionar uno o dos aerogeneradores que se adecúen en la medida de lo posible a los requerimientos energéticos establecidos. Inicialmente se parte de una distribución equitativa para los dos sistemas de abastecimiento energético, con un porcentaje del 50 % de la potencia total necesaria para el funcionamiento para cada uno, que se corresponde con un valor de 320,15 kW.

Ya que se cuenta con el apoyo del sistema solar, no se pretende estudiar configuraciones para más de dos aerogeneradores.

2.1. Recurso eólico y determinación del emplazamiento para los aerogeneradores

Según se comentó en la memoria, el lugar para la instalación de la planta desaladora es el Polígono Industrial de Granadilla, por lo que el emplazamiento de los aerogeneradores debe ser cercano.

El mapa eólico (ITC) y la rosa de los vientos para el puerto de Granadilla (período 2012-2014, www.oag-fundacion.org) se adjuntan a continuación:

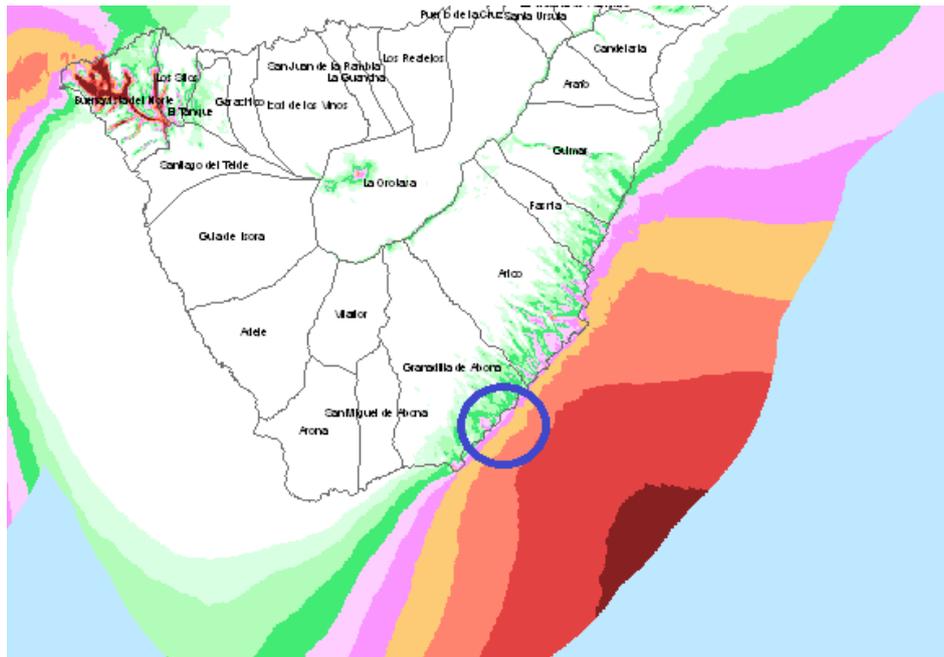


Imagen 10. Situación de la planta frente al recurso eólico

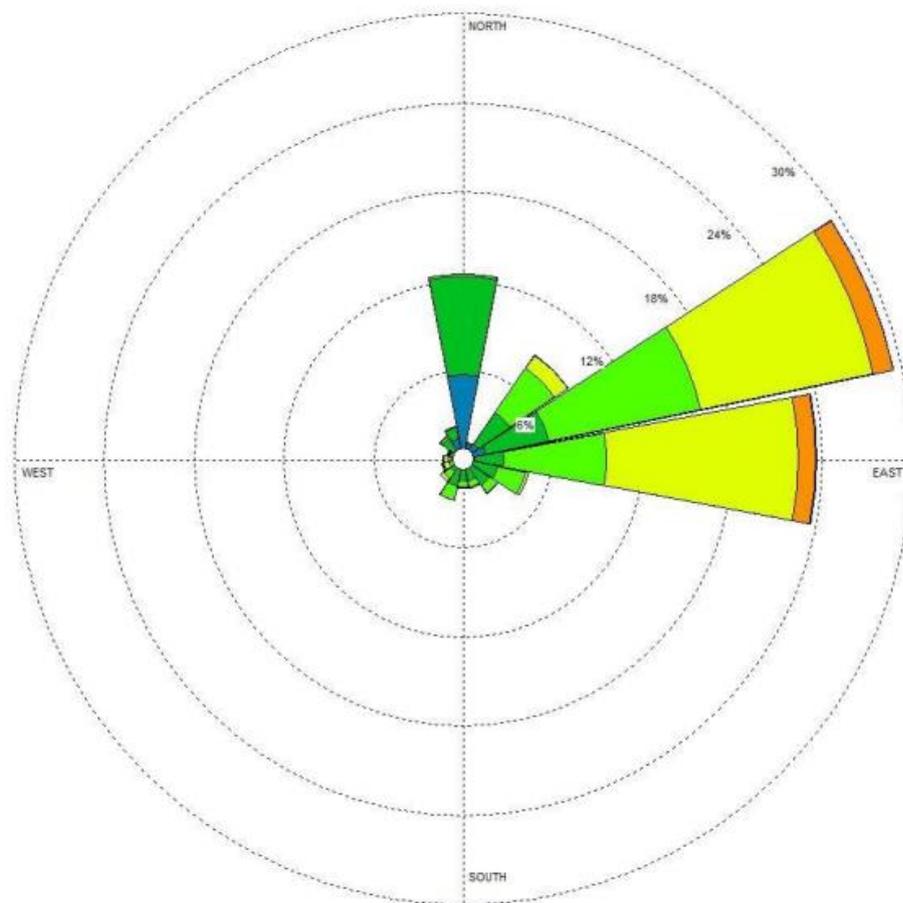


Imagen 11. Rosa de los vientos del Puerto de Granadilla

Lo primero que se hizo fue estudiar tres posibles emplazamientos para determinar cuál es el que posee mayor potencial eólico.

Las tres alternativas estudiadas son las siguientes:



Imagen 12. Localizaciones estudiadas para el emplazamiento del sistema eólico

La zona número 1 corresponde con el emplazamiento de la planta desaladora, la número 3 pretende aprovechar la construcción del espigón del puerto industrial para adentrarse más en el mar, teniendo en cuenta que según el mapa de recurso eólico, la velocidad del viento aumenta al alejarnos del litoral. La zona 2 corresponde a un punto de estudio intermedio entre los dos anteriores.

Lo que se va a realizar con cada uno de estos puntos de estudio, es utilizar los datos que ofrece la herramienta online del ITC, para el cálculo de la energía estimada generada por un aerogenerador. Se estudiará a 45 y 60 m. Para ello se introducen las coordenadas de los puntos en cuestión (facilitadas por el visor de GRAFCAN) y se elige un aerogenerador al azar, en este caso el Enercon E-70/2000.

ZONA 1:

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	<input type="text" value="353400"/>	[170550, 677550]
Y =	<input type="text" value="3106800"/>	[3040750, 3274850]
Aerogenerador		
Modelo:	<input type="text" value="ENERCON E70/2000"/>	?
Curva de potencia:	<input type="text" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado	?
Altura (m):	<input type="text" value="45"/>	?
<input type="button" value="Calcular"/>		
Coord X (UTM):	353450 (más próxima)	
Coord Y (UTM):	3106750 (más próxima)	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	ENERCON E70/2000	?
Altura:	45 m	
Cte K de Weibull (45 m):	1.99875	?
Velocidad viento (45 m):	8.1 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	6953490.5 kWh	?
Potencia anual:	793.777 kW	?
Horas anuales equivalentes:	3391.9 h	?

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	<input type="text" value="353400"/>	[170550, 677550]
Y =	<input type="text" value="3106800"/>	[3040750, 3274850]
Aerogenerador		
Modelo:	<input type="text" value="ENERCON E70/2000"/>	?
Curva de potencia:	<input type="text" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado	?
Altura (m):	<input type="text" value="60"/>	?
<input type="button" value="Calcular"/>		
Coord X (UTM):	353450 (más próxima)	
Coord Y (UTM):	3106750 (más próxima)	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	ENERCON E70/2000	?
Altura:	60 m	
Cte K de Weibull (60 m):	1.959	?
Velocidad viento (60 m):	8.4 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	7399979.5 kWh	?
Potencia anual:	844.747 kW	?
Horas anuales equivalentes:	3609.7 h	?

Imagen 13. Cuadro de resultados para el estudio del aerogenerador en la zona 1 a 45 y 60 metros

ZONA 2:

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	<input type="text" value="352700"/>	[170550, 677550]
Y =	<input type="text" value="3107000"/>	[3040750, 3274850]
Aerogenerador		
Modelo:	<input type="text" value="ENERCON E70/2000"/>	?
Curva de potencia:	<input type="text" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado	?
Altura (m):	<input type="text" value="45"/>	?
<input type="button" value="Calcular"/>		
Coord X (UTM):	352750 (más próxima)	
Coord Y (UTM):	3106950 (más próxima)	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	ENERCON E70/2000	?
Altura:	45 m	
Cte K de Weibull (45 m):	2.0375	?
Velocidad viento (45 m):	6.9 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	5240452 kWh	?
Potencia anual:	598.225 kW	?
Horas anuales equivalentes:	2556.3 h	?

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	<input type="text" value="352700"/>	[170550, 677550]
Y =	<input type="text" value="3107000"/>	[3040750, 3274850]
Aerogenerador		
Modelo:	<input type="text" value="ENERCON E70/2000"/>	?
Curva de potencia:	<input type="text" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado	?
Altura (m):	<input type="text" value="60"/>	?
<input type="button" value="Calcular"/>		
Coord X (UTM):	352750 (más próxima)	
Coord Y (UTM):	3106950 (más próxima)	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	ENERCON E70/2000	?
Altura:	60 m	
Cte K de Weibull (60 m):	1.991	?
Velocidad viento (60 m):	7.4 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	5912536.4 kWh	?
Potencia anual:	674.947 kW	?
Horas anuales equivalentes:	2884.2 h	?

Imagen 14. Cuadro de resultados para el estudio del aerogenerador en la zona 2 a 45 y 60 metros

ZONA 3:

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	<input type="text" value="353600"/>	[170550, 677550]
Y =	<input type="text" value="3106700"/>	[3040750, 3274850]
Aerogenerador		
Modelo:	<input type="text" value="ENERCON E70/2000"/>	?
Curva de potencia:	<input type="text" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado	?
Altura (m):	<input type="text" value="45"/>	?
<input type="button" value="Calcular"/>		
Coord X (UTM):	353650 (más próxima)	
Coord Y (UTM):	3106650 (más próxima)	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	ENERCON E70/2000	?
Altura:	45 m	
Cte K de Weibull (45 m):	1.9865	?
Velocidad viento (45 m):	8.1 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	7034258 kWh	?
Potencia anual:	802.997 kW	?
Horas anuales equivalentes:	3431.3 h	?

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	<input type="text" value="353600"/>	[170550, 677550]
Y =	<input type="text" value="3106700"/>	[3040750, 3274850]
Aerogenerador		
Modelo:	<input type="text" value="ENERCON E70/2000"/>	?
Curva de potencia:	<input type="text" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado	?
Altura (m):	<input type="text" value="60"/>	?
<input type="button" value="Calcular"/>		
Coord X (UTM):	353650 (más próxima)	
Coord Y (UTM):	3106650 (más próxima)	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	ENERCON E70/2000	?
Altura:	60 m	
Cte K de Weibull (60 m):	1.949	?
Velocidad viento (60 m):	8.5 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	7473135 kWh	?
Potencia anual:	853.098 kW	?
Horas anuales equivalentes:	3645.4 h	?

Imagen 15. Cuadro de resultados para el estudio del aerogenerador en la zona 3 a 45 y 60 metros

Comparando los resultados se muestran las zonas 1 y 3 como las más favorables, con una velocidad de viento promedio similar. Ante esto, teniendo en cuenta la mayor distancia de la zona 3, podría seleccionarse automáticamente la zona 1 como la solución más adecuada. Sin embargo, hay un factor importante que se debe tener en cuenta, y es la futura construcción de las instalaciones del puerto industrial, entre las que destacan edificios, terminal de contenedores y otras, y grúas portuarias de gran altura. Estas estructuras sin duda generaran cambios en parámetros como la rugosidad del terreno, y muy probablemente provocarán un incremento de las turbulencias y reducción de la velocidad media del viento.

Ante este importante factor, se decide seleccionar la zona 3 para la implantación del aerogenerador, teniendo en cuenta además que permitirá una generación de energía ligeramente mayor al punto 1.

2.2. Elección del aerogenerador

Una vez determinado el lugar de emplazamiento del parque eólico, se necesita encontrar el mejor modelo de aerogenerador.

En la herramienta Excel se ha realizado una lista con las turbinas eólicas instaladas en el ITC, pero la gran mayoría de ellas ya no se encuentran en el mercado, por lo que además se buscaron más alternativas de media potencia en la web www.thewindpower.net, donde se encontraron otros cinco modelos que introducir en el análisis.

El primer paso ha sido descartar aquellas opciones que ya no estén disponibles en el mercado, luego se realizaron diversas iteraciones entre el número de aerogeneradores (1 y 2) y el porcentaje destinado a eólica (estudiando el rango 45-75 %). Todos los aerogeneradores fueron estudiados a una altura de buje de 45 metros con la utilización de la herramienta del ITC anteriormente citada.

¿Disponible en mercado ?	¿Elección inicial ?	Modelo aerogenerador	Potencia unitaria (kW)	Uds.	Potencia aportada anualmente (kW)	Potencia requerida (kW)	Diferencia (kW)	Porcentaje del total (60% req.)	Desviación respecto a la potencia total IDAM
-	-	Clipperwind	Descartado	-	-	-	-	-	-
Sí		DeWind D4 46	245,55	1	245,55	384,18	-138,63	38,35%	-21,65%
Sí		Dewind D6 60/1250	452	1	452	384,18	67,82	70,59%	10,59%
NO		Ecotecnia 44/630	233,215	1	233,215	384,18	-150,965	36,42%	-23,58%
NO		Ecotecnia 48/750	285,63	1	285,63	384,18	-98,55	44,61%	-15,39%
NO		Ecotecnia 62/1300	502,37	1	502,37	384,18	118,19	78,46%	18,46%
NO		Enercon 40/500	209	1	209	384,18	-175,18	32,64%	-27,36%
NO		Enercon 40/600	210	1	210	384,18	-174,18	32,80%	-27,20%
Sí		Enercon E-44	313,9	1	313,9	384,18	-70,28	49,02%	-10,98%
Sí		Enercon E-48	335,3	1	335,3	384,18	-48,88	52,37%	-7,63%
NO		Enercon E-44/600	261,8	1	261,8	384,18	-122,38	40,89%	-19,11%
NO		Enron EW50/750	320,2	1	320,2	384,18	-63,98	50,01%	-9,99%

NO		Enron Wond EW- 900	275,7	1	275,7	384,18	-108,48	43,06%	-16,94%
Sí		Gamesa G52-850	348,75	1	348,75	384,18	-35,43	54,47%	-5,53%
Sí	Sí	Gamesa G58-850	386,2	1	386,2	384,18	2,02	60,32%	0,32%
NO		Genesis600	235,7	1	235,7	384,18	-148,48	36,81%	-23,19%
N/A		GET 41	212,9	1	212,9	384,18	-171,28	33,25%	-26,75%
NO		Hanseatic he ET 550/41	188,5	1	188,5	384,18	-195,68	29,44%	-30,56%
N/A		Izar Bonus 600	230,2	1	230,2	384,18	-153,98	35,95%	-24,05%
NO		Made AE46	254,2	1	254,2	384,18	-129,98	39,70%	-20,30%
NO		Mitsubishi MWt500	161,3	1	161,3	384,18	-222,88	25,19%	-34,81%
Sí		Mitsubishi MWT 1000	334	1	334	384,18	-50,18	52,16%	-7,84%
NO		Mitsubishi MWt600	214,6	1	214,6	384,18	-169,58	33,52%	-26,48%
NO		NEG MICON NM600/48	233,4	1	233,4	384,18	-150,78	36,45%	-23,55%
NO		NEG MICON NM750/48	288,3	1	288,3	384,18	-95,88	45,03%	-14,97%
NO	Sí	NEG MICON NM1000/6 0	375	1	375	384,18	-9,18	58,57%	-1,43%

NO		NEG MICON NM900/52	350	1	350	384,18	-34,18	54,66%	-5,34%
NO		Nordex N43/600	230	1	230	384,18	-154,18	35,92%	-24,08%
NO	Sí	Nordex N54/1000	358	1	358	384,18	-26,18	55,91%	-4,09%
NO		Nordtank 500/37	180	1	180	384,18	-204,18	28,11%	-31,89%
NO		Nordtank ntk 600/43	193,2	1	193,2	384,18	-190,98	30,17%	-29,83%
N/A		Seewind 52/750	285,2	1	285,2	384,18	-98,98	44,54%	-15,46%
NO		Sudwind S.46/600	262,4	1	262,4	384,18	-121,78	40,98%	-19,02%
NO		Sudwind S.46/750	293	1	293	384,18	-91,18	45,76%	-14,24%
NO		Tacke TW 600	217	1	217	384,18	-167,18	33,89%	-26,11%
Sí		Turbowind T600-48	256,8	1	256,8	384,18	-127,38	40,11%	-19,89%
NO		Vestas V52/850	333	1	333	384,18	-51,18	52,01%	-7,99%
N/A		Villas Floda 500/600	200,1	1	200,1	384,18	-184,08	31,25%	-28,75%
NO		Wind world W- 4200/600	220	1	220	384,18	-164,18	34,36%	-25,64%
NO		Wind world W- 4800/750	235	1	235	384,18	-149,18	36,70%	-23,30%

NO		Zond Z-46	196,3	1	196,3	384,18	-187,88	30,66%	-29,34%
----	--	-----------	-------	---	-------	--------	---------	--------	---------

Fabricante	¿Elección inicial ?	Modelo	Potencia unitaria a 8 m/s (kW)	Uds.	Potencia total	Potencia requerida (kW)	Diferencia (kW)	Porcentaje del total (60% req.)	Desviación respecto a la potencia total IDAM
Unison	Sí	U57	360	1	360	384,18	-24,18	56,22%	-3,78%
WindFlow		WindFlow 500	160	1	160	384,18	-224,18	24,99%	-35,01%
TurboWinds		T500-48	241	1	241	384,18	-143,18	37,64%	-22,36%
EWT		DW 52/54-250	250	1	250	384,18	-134,18	39,04%	-20,96%
EWT	Sí	DW 52/54-500	360	1	360	384,18	-24,18	56,22%	-3,78%

Tabla 1. Cuadro de análisis de los distintos aerogeneradores estudiados

En el ejemplo anterior sólo se muestra el caso para abastecimiento del 60% y una unidad de cada aerogenerador porque corresponde con el caso seleccionado para la elección del aerogenerador. También cabe comentar que el filtro utilizado para la selección se ha basado en un rango de desviación entre -5% y +10%, mostrándose como aceptable todo aquel cuya desviación asociada a la potencia suministrada, respecto a la requerida, se encontrase en dicho intervalo.

Para una configuración de dos aerogeneradores, que en un principio presenta diversas ventajas para el sistema eólico, no hay ninguna opción disponible en el mercado. Sólo se muestran opciones válidas si se aumenta el porcentaje eólico de abastecimiento al 70% o superior, y una sola opción si se baja del 50%, ofrecida por el fabricante WindFlow. Para un

solo aerogenerador si se muestra un mayor número de opciones en el rango 45 – 70 %.

El hecho de instalar sólo un aerogenerador reduce la flexibilidad y aumenta el riesgo frente a fallos en el sistema, pero hay que recordar que el sistema energético de la planta desaladora cuenta además con el apoyo del sistema solar y, en el peor de los casos, de la red.

En este punto cabe comentar que el desarrollo y los cálculos de los sistemas solar y eólico se llevaron a cabo de manera prácticamente simultánea, y en el caso del solar, se realizó un rápido y somero análisis, que determinaba que el campo solar requeriría un número de módulos fotovoltaicos, y por tanto, un espacio considerablemente importante. Ante esto se decidió reducir la potencia destinada a éste y aumentar el eólico, pero siempre intentando no descompensar el protagonismo de un sistema frente al otro. Ante esto, se decidió trabajar con una distribución 60 – 40 % para eólica y solar respectivamente. Por esto es que se muestra únicamente ese caso en la tabla anterior, y las opciones obtenidas son las siguientes:

Fabricante y modelo	Potencia unitaria (kW)	Número de aerogeneradores	Potencia requerida (kW)
Gamesa G58-850	386,2	1	384,18
Unison U57	360	1	384,18
EWT DW52/54-500	360	1	384,18

Tabla 2. Cuadro de los tres aerogeneradores más adecuados

Se decide seleccionar el aerogenerador de **Gamesa G58-850** por diversos motivos. El primero de ellos es que es el único de los tres que cubre por completo la potencia requerida, mientras que los otros dos tienen un pequeño déficit de algunos kW. Por otro lado, Gamesa es una empresa de gran prestigio y fiabilidad, uno de los principales fabricantes de aerogeneradores del mundo y líder en el mercado español, además, se trata de una multinacional española con sede en Bilbao (Zamudio, Parque Tecnológico de Bizkaia, Bilbao), lo que supondrá numerosas ventajas.

GAMESA G58-850 KW



Rotor

Diameter	58 m
Swept area	2,642 m ²
Rotational speed	Variable 14.6 - 30.8 rpm, towers 55 and 65m Variable 16.2 - 30.8 rpm, torre 44m
Rotational direction	Clock Wise (front view)
Weight (incl. Hub)	Approx. 12 T
Top head mass	Approx. 35 T

Blades

Number of blades	3
Length	28.3 m
Airfoils	NACA 63.XXX + FFA-W3
Material	Epoxy reinforced glass fibre
Total blade weight	2,400 kg

Tubular Tower

Modular type	Height	Weight
2 sections	44 m	45 T
3 sections	55 m	62 T
3 sections	60 m	72 T
3 sections	65 m	79 T
3 sections	71 m	86 T

Gearbox

Type	1 planetary stage / 2 helical stages
Ratio	50 Hz 1:61.74
Cooling	Oil pump with oil cooler
Oil heater	1.5 kW

Generator 850 kW

Type	Doubly-fed machine
Rated power	850 kW
Voltage	690 V ac
Frequency	50 Hz
Protection class	IP 54
Number of poles	4
Rotational speed	900:1,900 rpm (rated 1,620 rpm)
Rated Stator Current	670 A @ 690 V
Power factor (standard)	0.95 CAP - 0.95 IND at partial loads and 1 at nominal power.*
Power factor (optional)	0.95 CAP - 0.95 IND throughout the power range.*

La altura de la torre o altura de buje, es un parámetro importante para el apartado siguiente, ya que de ella dependerán los factores de forma, escala y la velocidad del viento estimada.

Como el emplazamiento seleccionado se encuentra prácticamente en el mar y a sotavento de cualquier obstáculo con respecto a la dirección predominante del viento, la rugosidad será prácticamente mínima en su mayoría, por lo que teniendo también en cuenta que la altura de la torre corresponde con un porcentaje importante del coste del aerogenerador, se instalará una torre de 44 m.

2.3. Determinación y comprobación de los resultados finales

En este apartado se van a citar y comprobar los diferentes necesarios para hallar la potencia generada estimada del aerogenerador, en el emplazamiento elegido, y comprobar que coincide con los valores facilitados por el calculador del ITC.

En primera instancia se obtienen los datos de la curva de potencia del aerogenerador seleccionado a través del ITC.

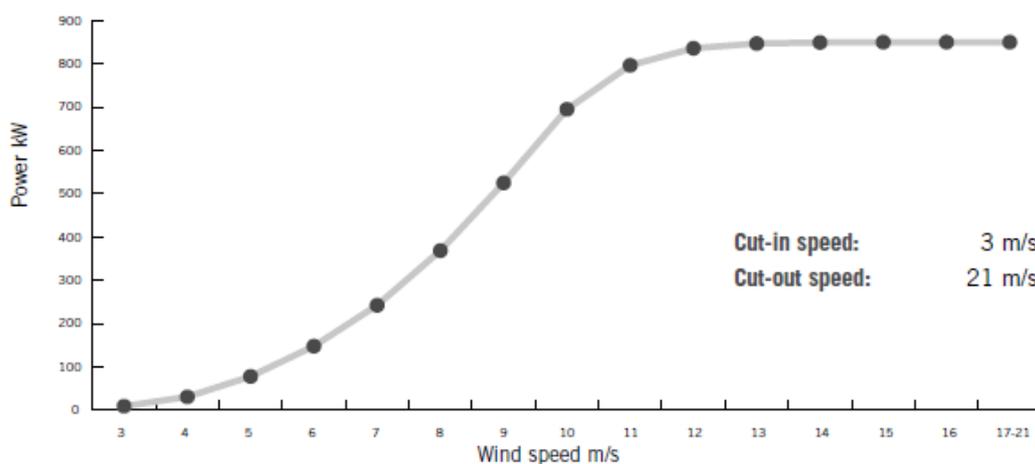


Imagen 16. Curva de potencia del G58-850 kW

Viento [m/s]	Potencia [kW]	Viento [m/s]	Potencia [kW]	Viento [m/s]	Potencia [kW]
0	0	10.5	745.8	20.5	850
0.5	0	11	796.6	21	850
1	0	11.5	816.3	21.5	0
1.5	0	12	835.9	22	0
2	0	12.5	841.4	22.5	0
2.5	4.9	13	846.8	23	0
3	9.7	13.5	848.3	23.5	0
3.5	20.5	14	849.8	24	0
4	31.2	14.5	849.6	24.5	0
4.5	54.8	15	849.3	25	0
5	78.4	15.5	849.7	25.5	0
5.5	113.3	16	850	26	0
6	148.2	16.5	850	26.5	0
6.5	195.5	17	850	27	0
7	242.7	17.5	850	27.5	0
7.5	305.8	18	850	28	0
8	368.8	18.5	850	28.5	0
8.5	447.1	19	850	29	0
9	525.3	19.5	850	29.5	0
9.5	610.2	20	850	30	0
10	695				

Imagen 17. Valores de la curva de potencia del G58-850 kW

Se utilizará la distribución de Weibull para el procedimiento de cálculo, que se relacionará con los demás parámetros de la manera que se explica a continuación.

Coord X (UTM):	353650	
Coord Y (UTM):	3106950	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	GAMESA G58/850	
Altura:	44 m	
Cte K de Weibull (44 m):	1.9908	
Velocidad viento (44 m):	8 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	3371775.4 kWh	
Potencia anual:	384.906 kW	
Horas anuales equivalentes:	3966.8 h	

Imagen 18. Cuadro de resultados para el estudio del aerogenerador G58-850 kW

(I)

El calculador del ITC nos proporciona los datos que se muestran en la imagen

El siguiente punto es la obtención de los dos parámetros que caracterizan la distribución de Weibull, el factor de forma y el de escala.

El factor de forma (cte K) lo proporciona el propio ITC, teniendo un valor de 1,9908 para el emplazamiento y una altura de buje de 44 metros. El factor de escala se puede conocer a partir del factor de forma y la velocidad promedio mediante la expresión:

$$c = \frac{V_m}{\tau(1 + \frac{1}{k})}$$

Donde τ es la función Gamma de Euler y el paréntesis su argumento.

El factor de escala resultante tiene un valor de 9,0262 m/s.

Con estos dos parámetros y la curva de potencia ($P_{AG}(v)$) ya se puede calcular la potencia generada estimada por el aerogenerador (P_G), ya que también se puede calcular previamente la función de probabilidad de velocidad de viento ($f(v)$):

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

$$\overline{P}_G \int_{v_a}^{v_p} P_{AG}(v) \cdot f(v) \cdot dv$$

También se determinan parámetros como la densidad del aire o el área de barrido del rotor, para conocer la potencia eólica incidente ($P_I(v)$) y con ella el coeficiente de potencia (C_p), que representa la fracción de energía eólica que es capaz de aprovechar el aerogenerador

$(P_{AG}(v))$.

$$\bar{P}_l \int_0^{\infty} P_v \cdot f(v) \cdot dv$$

Factor de forma (ITC 44m)	Velocidad media viento (m/s)	Factor de escala (m/s)	Densidad del aire estándar (kg/m ³)	Area de barrido rotor (m ²)
1,9908	8	9,0262	1,225	2642

Tabla 3. Parámetros necesarios para el cálculo de la energía estimada generada

$$P_{AG}(v) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot c_p$$

Cabe comentar que para este tipo de análisis se utiliza la densidad del aire estándar, que como se ve en la tabla, es de 1,225 kg/m³.

Tanto el cálculo de la potencia promedio generada como de la potencia promedio incidente se basa en la integración, por ello, para facilitar el cálculo, y dado que el error comúnmente obtenido es muy pequeño, se decide utilizar un sumatorio con intervalos de 1 m/s de velocidad de viento.

Viento (m/s)	PAG (kW)	PI (kW)	Cp	fv	PG (kW)
2	0	12,95	0	0,0471	0
3	9,7	43,69	0,2220	0,0662	0,64
4	31,2	103,57	0,3013	0,0808	2,52
5	78,4	202,28	0,3876	0,0902	7,07
6	148,2	349,54	0,4240	0,0944	14,00
7	242,7	555,05	0,4373	0,0938	22,77
8	368,8	828,53	0,4451	0,0891	32,87
9	525,3	1179,69	0,4453	0,0814	42,75
10	695	1618,23	0,4295	0,0716	49,78
11	796,6	2153,86	0,3698	0,0609	48,53
12	835,9	2796,29	0,2989	0,0502	41,94
13	846,8	3555,24	0,2382	0,0401	33,92
14	849,8	4440,41	0,1914	0,0310	26,37
15	849,3	5461,51	0,1555	0,0233	19,83
16	850	6628,25	0,1282	0,0171	14,51
17	850	7950,34	0,1069	0,0121	10,32
18	850	9437,49	0,0901	0,0084	7,14
19	850	11099,41	0,0766	0,0057	4,81
20	850	12945,80	0,0657	0,0037	3,15
21	850	14986,38	0,0567	0,0024	2,01
Potencia promedio generada					384,92

Tabla 4. Potencia estimada generada por el aerogenerador G58-850 kW

En esta tabla se muestran los parámetros más característicos del análisis eólico

Coord X (UTM):	353650	
Coord Y (UTM):	3106950 (más próxima)	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	GAMESA	?
	G58/850	
Altura:	44 m	
Cte K de Weibull (44 m):	1.9908	?
Velocidad viento (44 m):	8 m/s	
Dirección predominante del viento:	NE	
Energía anual estimada:	3371775.4 kWh	?
Potencia anual:	384.906 kW	?
Horas anuales equivalentes:	3966.8 h	?

Imagen 19. Cuadro de resultados para el estudio del aerogenerador G58-850 kW

(II)

Si se compara el resultado de potencia promedio generada, obtenido mediante la hoja

Excel de elaboración propia, y el valor facilitado por el calculador del ITC, se observa que son prácticamente idénticos. Por tanto, se da por bueno el proceso cálculo de la potencia promedio generada para la turbina de Gamesa G58-850 kW.

En el momento de la elección del aerogenerador, la potencia mostrada era de 386,2 kW, mientras que la anterior es aproximadamente de 384,9 kW. Esta pequeña diferencia se debe a que en el primer caso se aplicó el estudio a 45 metros de altura de buje para todos los aerogeneradores, y para el segundo, 44 metros, según fabricante.

También cabe comentar que hasta ahora se ha hallado la potencia que obtiene el aerogenerador a partir del viento, pero dicha potencia sufre unas pérdidas debidas al cableado y otros dispositivos, de manera que a la planta llegará una cantidad de energía menor a la generada directamente por la turbina eólica.

Las pérdidas sufridas entre el aerogenerador y la planta se estiman en un 2% y los fallos de red en un 1%, mientras que se establece una disponibilidad técnica anual del aerogenerador del 99%, un valor bastante común en una tecnología hoy en día ya madura. Si se supone también una disponibilidad anual del 98% de la planta desaladora (alrededor de 7 días de no operación), además de la comparación entre potencias, se puede hacer un balance anual de la energía consumida por la planta y la aportada por el aerogenerador:

Energía consumida por la IDAM (MWh/año)	3298,11		Comparación respecto al 60%	98,15%
Energía aportada por el aerogenerador (MWh/año)	3237,05	-1,85%		
Potencia media consumida (kW)	384,18			98,19%
Potencia media generada (kW)	377,22	-1,81%		

Disponibilidad aerogenerador	99,00%
Pérdidas eléctricas	2,00%
Fallos en la red	1,00%
Disponibilidad IDAM	98,00%

Tabla 5. Balance energético del sistema eólico

En el balance de potencia sólo se tienen en cuenta las pérdidas por cableado y otros accesorios (2%), mientras que para el balance energético, al ser anual, sí se tienen en cuenta todos los factores anteriores.

Como se observa, la diferencia es muy pequeña, alcanzándose prácticamente la energía correspondiente al 60% del abastecimiento de la planta establecido inicialmente. Igualmente, la primera comparación es orientativa, ya que lo que realmente interesa tener como referencia es el aporte instantáneo, dígase la potencia (segunda comparación), y no la acumulación de energía a lo largo del año. De la misma manera, se obtiene un resultado satisfactorio del dimensionado.

Ahora el reparto entre el porcentaje destinado para cada sistema de abastecimiento energético queda de la siguiente manera:

Porcentaje del total de la planta	Porcentaje necesario para solar
58,91%	41,09%

Tabla 6. Distribución los porcentajes de abastecimiento energético para cada sistema

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

**ANEXO IV: CÁLCULOS DEL DIMENSIONADO
DEL SISTEMA SOLAR**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE UNA PLANTA DESALADORA ABASTECIDA POR ENERGÍAS
RENOVABLES**

AUTOR: Diego González Fariña

TUTOR: Vicente José Romero Ternero

Índice:

1. Descripción teórica y análisis de las posibles soluciones	4
1.1. Introducción a la energía solar	4
1.2. Efecto fotovoltaico	6
1.4. Descripción de sistemas fotovoltaicos	11
1.5. Horas Solares Pico (HSP)	12
1.6. Costes de inversión, mantenimiento y operación	13
2. Cálculo de la solución adoptada	14
2.1. Recurso energético.....	15
2.2. Orientación y emplazamiento del panel fotovoltaico	16
2.3. Elección del módulo fotovoltaico.....	18
2.4. Elección del inversor.....	23
2.5. Cálculo de grupos y determinación de la potencia final generada.....	26
2.6. Resultados finales del sistema solar.....	31

1. Descripción teórica y análisis de las posibles soluciones

1.1. Introducción a la energía solar

La energía solar directa es la energía del Sol sin transformar, que calienta e ilumina. Para hacer un buen uso de ella se necesitan sistemas adecuados de captación y almacenamiento.

El aprovechamiento de la radiación solar se puede llevar a cabo de distintas maneras:

- **Utilización directa:** mediante la incorporación de acristalamientos y otros elementos arquitectónicos con elevada masa y capacidad de absorción. Es la llamada energía solar térmica pasiva.
- **Transformación en calor:** es la llamada energía solar térmica. Consiste en el aprovechamiento de la radiación para calentar fluidos que circulan por el interior de captadores solares térmicos.
- **Transformación en electricidad:** se corresponde con la energía solar fotovoltaica. Permite transformar en electricidad la radiación solar por medio de células fotovoltaicas. Esta energía eléctrica se puede utilizar de manera directa o almacenar en acumuladores.

Las principales ventajas e inconvenientes se citan a continuación:

Energía Solar

Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Escaso impacto ambiental • No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente • Distribución por todo el mundo • No tiene más costes que el mantenimiento (sencillo) una vez instalada • No hay dependencia de las compañías suministradoras
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden precisar sistemas de acumulación (baterías) que contienen agentes químicos peligrosos. Los depósitos de agua caliente deben protegerse contra la legionela • Puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en caso de grandes instalaciones • Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los módulos solares en el entorno

Tabla 1. Ventajas e inconvenientes de la energía solar

Ahora se citan las ventajas de la tecnología fotovoltaica:

- Silenciosa
- Tiene una vida útil superior a 20 años
- Resistente a condiciones climáticas extremas: granizo, viento, etc.
- No requiere mantenimiento complejo, sólo limpieza del módulo solar y estado de baterías
- Se puede aumentar la potencia instalada y la autonomía de la instalación, incorporando nuevos módulos y baterías respectivamente
- No consume combustible

Y sus aplicaciones más comunes:

- Electrificación de sistemas de bombeo de agua, repetidores de TV, telefonía, etc.
- Electrificación de edificaciones aisladas: alumbrado, pequeños electrodomésticos, pequeños consumos no destinados a calentamientos
- Alumbrado público aislado: aparcamientos, áreas de descanso...
- Balizado y señalización
- Protección catódica
- Conexión a la red eléctrica

1.2. Efecto fotovoltaico

El efecto fotoeléctrico o fotovoltaico consiste en la conversión de la luz en electricidad. Este proceso se consigue con algunos materiales que son capaces de emitir electrones al absorber fotones. Cuando se capturan los electrones libres, se genera una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

Para conocer mejor el efecto fotoeléctrico se deben conocer los tres tipos de materiales eléctricamente hablando.

- **Conductores:** Los electrones de valencia están poco ligados al núcleo y pueden moverse con facilidad dentro de la red cristalina con un pequeño agente externo.
- **Semiconductores:** Los electrones de valencia están más ligados al núcleo pero basta una pequeña cantidad de energía para que se comporten como conductores.
- **Aislantes:** Tienen una configuración muy estable, con los electrones de valencia muy ligados al núcleo; la energía necesaria para separarlos de éste es muy grande.

Los materiales utilizados para las células fotovoltaicas son los semiconductores.

La energía que liga a los electrones en este tipo de material es similar a la de los fotones que forman los rayos solares. Cuando la luz incide sobre él se rompen los enlaces entre núcleo y electrones de valencia, que quedan libres para circular por el semiconductor.

Para que los electrones libres (negativos) no tiendan a recombinarse con los huecos generados (positivos) y pierdan su actividad, debe crearse un campo eléctrico en el interior del semiconductor.

1.3. Células fotovoltaicas

El campo eléctrico se crea uniendo dos regiones de silicio (material más utilizado) tratadas químicamente (unión p-n).

La región tipo n se consigue sustituyendo átomos de silicio por otros de fósforo.

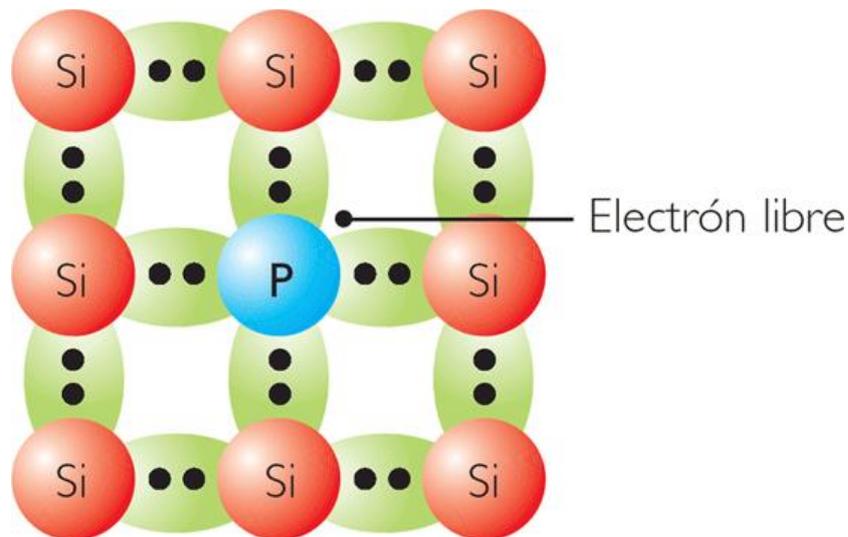


Imagen 1. Región tipo N

Como el átomo de fósforo tiene cinco electrones de valencia, y se necesita cuatro para hacer los enlaces con el silicio, queda un electrón libre, dotando de carga negativa el semiconductor.

Lo mismo ocurre con el semiconductor tipo p, se sustituyen átomos de silicio por boro, que al tener tres electrones de valencia, requiere aún uno más para realizar los enlaces, por tanto, se genera un hueco, dotando el semiconductor de carga positiva.

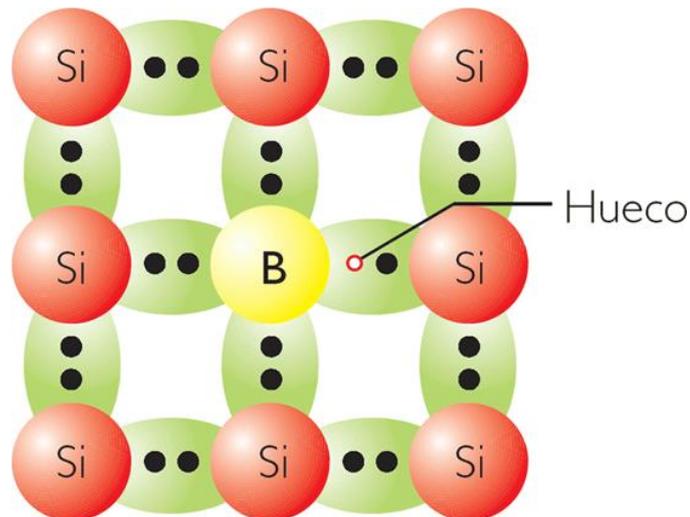


Imagen 2. Región tipo P

De esta manera, al poner en contacto el semiconductor tipo n con el tipo p, los electrones libres del tipo n tienden a ocupar los huecos del tipo p y viceversa, creándose así un campo eléctrico que se hace cada vez más grande a medida que los electrones y los huecos continúan difundándose hacia lados opuestos.

Este proceso continúa hasta que ya no se pueden intercambiar más electrones y huecos, consiguiéndose un campo eléctrico permanente sin la ayuda de campos eléctricos externos.

Entonces, una célula fotovoltaica será un dispositivo compuesto por una delgada capa de material tipo n y otra de material tipo p.

Cuando la luz incide sobre las células fotovoltaicas los fotones rompen el par electrón-hueco. El campo eléctrico de la unión los separa para evitar que se recombinen, llevando los electrones a la zona n y los huecos a la zona p. Mediante un conductor externo, se conecta la capa negativa a la positiva, generándose así un flujo de electrones o corriente eléctrica de una capa a otra.

Mientras la luz siga incidiendo habrá corriente eléctrica, y su intensidad será proporcional a la cantidad de luz que reciba la célula.

Tipos de células fotovoltaicas

Células de Silicio	
Monocrystalino	<ul style="list-style-type: none">• Presenta una estructura completamente ordenada• Su comportamiento uniforme lo hace buen conductor• Es de difícil fabricación• Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro• Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica• Su rendimiento oscila entre 15-18 %

<p>Policristalino</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta una estructura ordenada por regiones separadas • Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento • Se obtiene de igual forma que la de silicio monocristalino pero con menos fases de cristalización • Su superficie está estructurada en cristales con distintos tonos azules y grises metálicos • Su rendimiento oscila entre 12-14 %
<p>Amorfo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta un alto grado de desorden • Contiene un gran número de defectos estructurales y de enlaces • Su proceso de fabricación es más simple que en los anteriores y menos costoso • Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico • Son eficientes bajo iluminación artificial • Tiene un color marrón homogéneo • Su rendimiento es menor del 10%
<p>Célula de película delgada</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Unas de las células más desarrolladas de este tipo es la de sulfuro de cadmio (Cd S) y sulfuro cuproso (Cu₂ S) • Están formadas por la unión de dos materiales • Se necesita poco material activo • Su proceso de fabricación es sencillo • Los materiales utilizados están poco estudiados • La tecnología para su obtención está poco desarrollada • Tiene un rendimiento del 5% aproximadamente

<p>Célula de Arseniuro de Galio (Ga As)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene buenos rendimientos con pequeños espesores • Mantiene sus características a elevadas temperaturas • Presenta tolerancia a radiaciones ionizantes • Elevado coste de producción • Material raro y poco abundante • Tiene un rendimiento del 27%
--	---

Tabla 2. Tipos de células fotovoltaicas

1.4. Descripción de sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, electrónicos y eléctricos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica.

Independientemente de su utilización se pueden clasificar en aislados, conectados a red e híbridos.

Sistemas aislados

Su objetivo es satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica o ésta es de difícil acceso.

Los principales y más comunes componentes en este tipo de sistemas son:

- Módulos fotovoltaicos: captan la energía solar y la transforman en energía eléctrica
- Regulador de carga: protege a los acumuladores de un exceso de carga, y de la descarga por exceso de uso
- Sistema de acumulación: almacena la energía sobrante para que pueda ser utilizada cuando se demande energía y no haya generación (por ejemplo, durante la noche)

- Inversor: transforman la corriente continua producida por los módulos, en corriente alterna para la alimentación de las cargas que lo necesiten
- Elementos de protección del circuito: protegen la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga

Sistemas de conexión a red

Estos sistemas no cuentan con acumulación de energía, pues la energía producida durante las horas de insolación es directamente canalizada hacia la red eléctrica.

Como se acaba de comentar, una de las características más importantes de este tipo de sistemas es que se eliminan las baterías, que son la parte más cara y compleja de la instalación (ciclos de carga, vida útil, mantenimiento, materiales peligrosos, etc.)

Sus principales componentes son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor para la conexión a red: es uno de los componentes más importantes, maximiza la producción, transforma la corriente continua en corriente alterna y decide el momento de introducirla en la red de distribución
- Elementos de protección del circuito
- Contador de energía: mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento

Sistemas híbridos

En algunos casos el sistema fotovoltaico (generalmente se aplica a los sistemas aislados) puede complementarse con otro a fin de tener mayores garantías de disponer de electricidad o para aprovechar algún recurso energético existente en la zona. Los complementos más comunes son los generadores eólicos y los grupos electrógenos.

1.5. Horas Solares Pico (HSP)

La energía recibida del Sol muestra una variación regular a lo largo del día y a lo largo del año, sin embargo, entre las primeras y últimas horas del día y las horas centrales, hay una gran diferencia de energía. Esta variación se representa con la curva roja en el gráfico inferior. Ante esto, para facilitar el trabajo cuando se trata de energía solar, se creó la HSP, una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia constante de 1000 W/m².

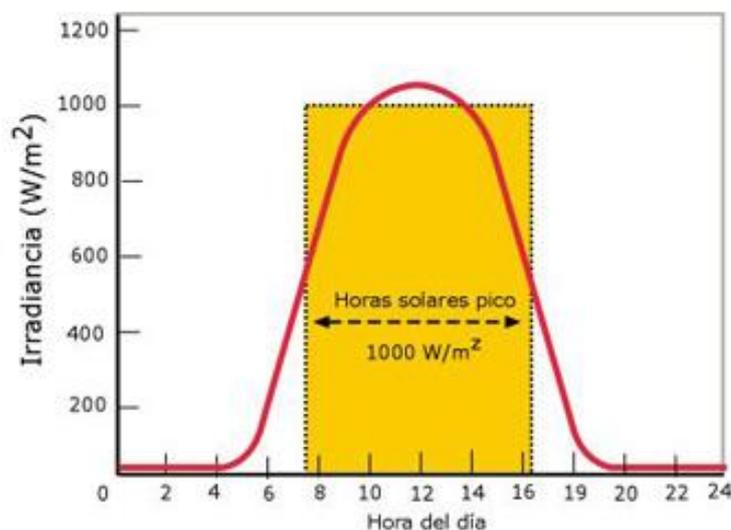


Imagen 3. Gráfico explicativo de las Horas Solares Pico

Como se observa en el gráfico, las horas reales de irradiación son más que las HSP, pero la energía asociada es la misma, ya que mientras la primera está relacionada con una irradiancia variable, la segunda se mantiene en un valor (1000W/m²) constante en el tiempo.

Una hora solar pico equivale a 3,6 MJ/m², o lo que es lo mismo, 1 kWh/m²

$$1 \text{ HSP} = \frac{1000 \text{ W} \cdot 1 \text{ h}}{\text{m}^2} = \frac{1 \text{ kWh}}{\text{m}^2} \rightarrow \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{1 \text{ J/s}}{1 \text{ W}} = 3,6 \text{ MJ/m}^2$$

1.6. Costes de inversión, mantenimiento y operación

Basándose en la IEA se muestran los valores promedio del coste de inversión por W instalado, en diferentes países en el año 2013 para sistemas fotovoltaicos.

Table 2: Typical PV system prices in 2013 in selected countries (USD)

USD/W	Australia	China	France	Germany	Italy	Japan	United Kingdom	United States
Residential	1.8	1.5	4.1	2.4	2.8	4.2	2.8	4.9
Commercial	1.7	1.4	2.7	1.8	1.9	3.6	2.4	4.5
Utility-scale	2.0	1.4	2.2	1.4	1.5	2.9	1.9	3.3

Imagen 4. Coste medio de los sistemas fotovoltaicos según la IEA para el año 2013

Como se puede apreciar, los valores varían considerablemente de unos países a otros y de unos tipos a otros. Por ello, se decide realizar una media para el valor a utilizar en el análisis de costes.

El sistema solar estudiado no corresponde al tipo residencial, y “utility-scale” hace referencia a aquellos sistemas de abastecimiento a la red. Por tanto, se va a considerar que el sistema es de tipo comercial.

El valor de coste de inversión hallado es de 2,5 USD/W.

Según “*World Energy Investment Outlook 2014*”, el valor promedio de operación y mantenimiento es de 25 USD/kW, y será este el que se utilizará también para el análisis de costes.

2. Cálculo de la solución adoptada

Como ya se comentó en la memoria, el sistema de abastecimiento energético de la planta, es un sistema híbrido, ya que incluye energía solar y eólica, sin embargo, a su vez se trataría de un sistema mixto entre aislado y de conexión a red, por lo que no se puede optar a

la ligera por uno u otro para su dimensionado.

A primera vista, se puede pensar que el caso más adecuado es suponerlo como un sistema aislado, ya que se trata de buscar el autoconsumo de una edificación, de una planta desaladora concretamente, y no de producir electricidad con el fin de inyectarla a la red. Sin embargo, el enfoque del dimensionado para sistemas aislados no es el más adecuado, ya que busca una determinada generación de energía que acumular, y no una generación constante de potencia durante la totalidad de la jornada. Además, la hoja Excel que se va a utilizar, facilitada por el libro *“Energía Solar Fotovoltaica, 7ª edición, Bureau Veritas”* no incluye aspectos como podría ser el dimensionado del inversor, que para el presente caso es necesario, ya que la instalación funciona prácticamente sólo con energía alterna.

Ante esto, se decide utilizar la hoja para el dimensionado de un sistema de conexión a red, que sí incluye los aspectos necesarios.

Se realizará el dimensionado mediante un método iterativo, hasta que la potencia resultante media se ajuste relativamente a la requerida.

2.1. Recurso energético

El primer paso es identificar el recurso solar. El propio programa aporta los datos para la isla de Tenerife según se muestra en el siguiente gráfico para la radiación anual sobre superficie horizontal:

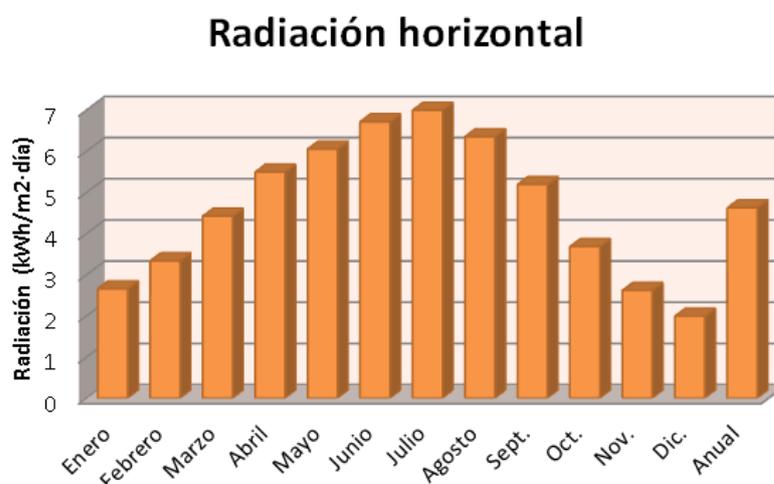


Imagen 5. Radiación horizontal para la isla de Tenerife

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR MEDIO DE ENERGÍA SOLAR

DATOS GEOGRÁFICOS Y CLIMATOLÓGICOS

Provincia:	Tenerife
Latitud de cálculo:	28,47
Latitud [°/min.]:	28,28
Altitud [m]:	37,00
Humedad relativa media [%]:	55,00
Velocidad media del viento [Km/h]:	18,00
Temperatura máxima en verano [°C]:	22,00
Temperatura mínima en invierno [°C]:	15,00
Variación diurna:	8,00
Grados-día. Temperatura base 15/15 (UNE 24046):	241 (Periodo Noviembre-Marzo)
Grados-día. Temperatura base 15/15 (UNE 24046):	259 (Todo el año)

Nota: Introducir datos exclusivamente en las casillas correspondientes en color verde

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Tª. media ambiente [°C]:	17,40	17,50	18,20	19,20	20,40	22,40	24,20	24,70	24,10	22,70	20,50	18,40	20,8
Rad. horiz. [kJ/m ² /día]:	9.572	12.014	15.916	19.778	21.786	24.178	25.182	22.878	18.694	13.258	9.426	7.170	16.654
Rad. horiz. [Kwh/m ² /día]:	2,66	3,34	4,42	5,49	6,05	6,72	7,00	6,36	5,19	3,68	2,62	1,99	4,63

ORIGEN DE LOS DATOS:
ORGANISMO:

Libro "Radiación Solar Sobre Superficies Inclinadas".
Centro de Estudios de la Energía (Ministerio de Industria y Energía).

Imagen 6. Datos geográficos y climatológicos para Tenerife según el software de cálculo

La localización donde se analizó el recurso no corresponde directamente con el emplazamiento del campo solar, sino que se trata de otra zona de la isla, pero es complicado encontrar datos tan precisos. Además, el software *Homer* ofrece un recurso aproximado para las coordenadas de la planta, resultando un promedio anual similar al del gráfico, e incluso, relativamente menor. Teniendo en cuenta que para el presente estudio será muy complicado ajustar con precisión los distintos parámetros, y en general, los resultados son aproximados y orientativos, se decide utilizar el recurso aportado por el propio Excel.

2.2. Orientación y emplazamiento del panel fotovoltaico

Una vez determinada la energía solar disponible, el siguiente paso es determinar la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos, que dependerá de la latitud y del periodo de diseño, y que permitirá que la captación de energía sea máxima.

El período de diseño puede ser en base al mes más desfavorable (Diciembre ($\varphi + 10^\circ$)), al más favorable (Julio ($\varphi - 20^\circ$)) o anual ($\varphi - 10^\circ$). Se tomará para este estudio el período anual.

La latitud del emplazamiento es aproximadamente 28° ($28,47^\circ$ utilizada por el programa), por lo que aplicando el método anterior en base al periodo anual, se selecciona una

inclinación de 19°. Por otro lado, el azimut será cero, ya que no existen inconvenientes que requieran una modificación de estos parámetros.

También hay que determinar el ángulo de azimut, que representa la desviación en la orientación del módulo solar respecto a la línea norte-sur. El valor óptimo es cero, por lo que teniendo en cuenta que se trata del hemisferio norte, la orientación será hacia el sur.

Con esto, la orientación e inclinación del módulo son las óptimas según el procedimiento de cálculo, y como es lógico, el factor de irradiación es 1, o lo que es lo mismo, no se contemplan pérdidas por orientación.

También hay que tener en cuenta si se producen sombras sobre los paneles que generen pérdidas. Sin embargo, este factor dependerá, en mayor medida, de las construcciones en el puerto de Granadilla, que afectarían principalmente a las primeras horas del día al encontrarse en dirección este (E). Además, a priori, excepto las grúas del puerto, no se esperan construcciones o estructuras de gran altura que puedan generar sombras de importancia, y debido a la distancia y a que este tipo de estructuras no son excepcionalmente macizas, se decide ignorar estas pérdidas. El resultado es que el factor de sombras sea también igual a la unidad.

CÁLCULO DE RADIACIÓN PARA EL LUGAR SELECCIONADO

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios		
				Valores límite (%)	POI	PS
Inclinación óptima en función del periodo de diseño	β_{opt}	Grados	18,47			
Ángulo de Azumut	α_r	Grados	0			
Ángulo de inclinación respecto a la horizontal del módulo solar (0 a 90)	β_r	Grados	19			
Factor de Irradiación	FI	-	1,000			
Porcentaje de radiación incidente en el plano, ya orientado e inclinado	-	%	100,00			
Porcentaje de pérdidas de radiación por orientación e inclinación	POI	%	0,00			Valor correcto
Porcentaje de sombras según metodología de cálculo	PS	%	0,00			Máximos: General 10%, Superposición 15%, Integración 20%
Factor de sombras	FS	-	1,000			Valor correcto
Total pérdidas orientación e inclinación + pérdidas por sombras	POI+PS	%	0,00			Valor correcto

Imagen 7. Cuadro de orientación de los módulos fotovoltaicos**2.3. Elección del módulo fotovoltaico**

El siguiente punto es la introducción de las características del panel solar a utilizar.

Primero, se han comparado los siguientes modelos de Atersa, Isofotón y Mitsubishi:

Atersa A-320M GSE:**A-xxxM GSE (300/305/310/315/320 W)**

- ➔ Optimice sus instalaciones.
- ➔ **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- ➔ **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- ➔ Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador**.
- ➔ **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- ➔ **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



A-xxxM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

Potencia Máxima (Pmax)	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	37.57 V	37.83 V	38.01 V	38.33 V	38.64 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	7.99 A	8.07 A	8.16 A	8.23 A	8.29 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	45.67 V	45.98 V	46.19 V	46.48 V	46.70 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8.53 A	8.60 A	8.67 A	8.74 A	8.81 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.41	15.66	15.92	16.18	16.43
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5				
Máxima Serie de Fusibles (A)	15				
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)				
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	46±2				

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C. Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

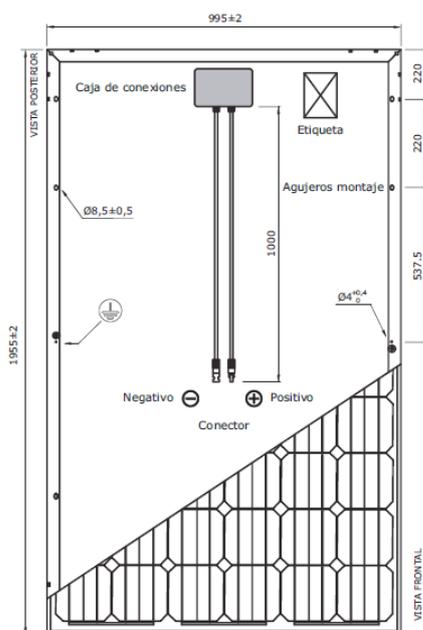
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1955x995x50 mm.
Peso	27.3 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV/4.0 mm.
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 células (6x12)/Monocristalina/156 x 156 mm.
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección)/ Connector	1000 mm./ 4 mm ² / Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



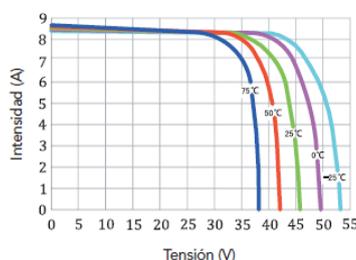
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.09% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.32% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

Embalaje

Módulos/palé	20 pzas
Palés/contenedor 40'	22 pzas
Módulos/contenedor 40'	440 pzas

Temperatura Varía (A-300M GSE)



Irradiación Varía

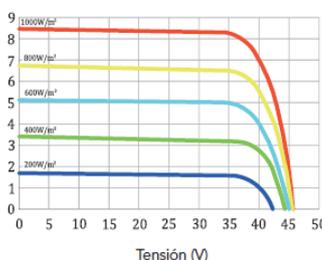
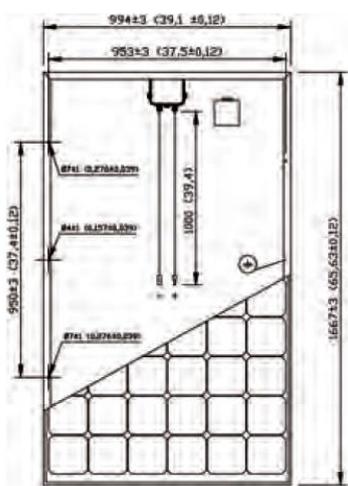


Imagen 8. Características técnicas del módulo de Atersa

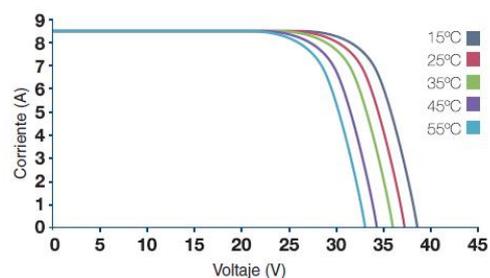
Isofotón ISF-250 P:

Módulos por palet
24

Tamaño del embalaje (palet + caja)

1720 x 1140 x 1155mm

Materiales reciclables

**CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C, AM 1,5

	ISF - 240 P	ISF - 245 P	ISF - 250 P
Potencia nominal (Pmax)	240 W	245 W	250 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,3 V	37,4 V	37,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,61 A	8,73 A	8,85 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30,1 V	30,3 V	30,4 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,00 A	8,14 A	8,27 A
Eficiencia	14,5%	14,8%	15,1%
Tolerancia de potencia (% Pmax)	0/+3%	0/+3%	0/+3%

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Célula solar	Silicio Multicristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 células (6x10)
Dimensiones	1667 x 994 x 45 mm
Peso	19 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, texturado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado, toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa (carga de nieve)
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o LC4

	ISF - 240 P	ISF - 245 P	ISF - 250 P
Potencia máxima (Pmax)	175 W	178 W	182 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34,4 V	34,5 V	34,7 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,95 A	7,05 A	7,15 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27,1 V	27,2 V	27,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6,46 A	6,57 A	6,68 A
Reducción de Eficiencia desde 1.000 W/m ² a 200 W/m ² según IEC 60904-1			5% (+/-3%)
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN			
Tensión máxima del sistema	1.000 V		
Limite de corriente inversa	20 A		
Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)	45 +/- 2°C		
Temperatura de operación	-40 -> +85°C		
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,44%/K		
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,334%/K		
Coeficiente de temperatura de Isc	0,048%/K		
Certificados de producto			

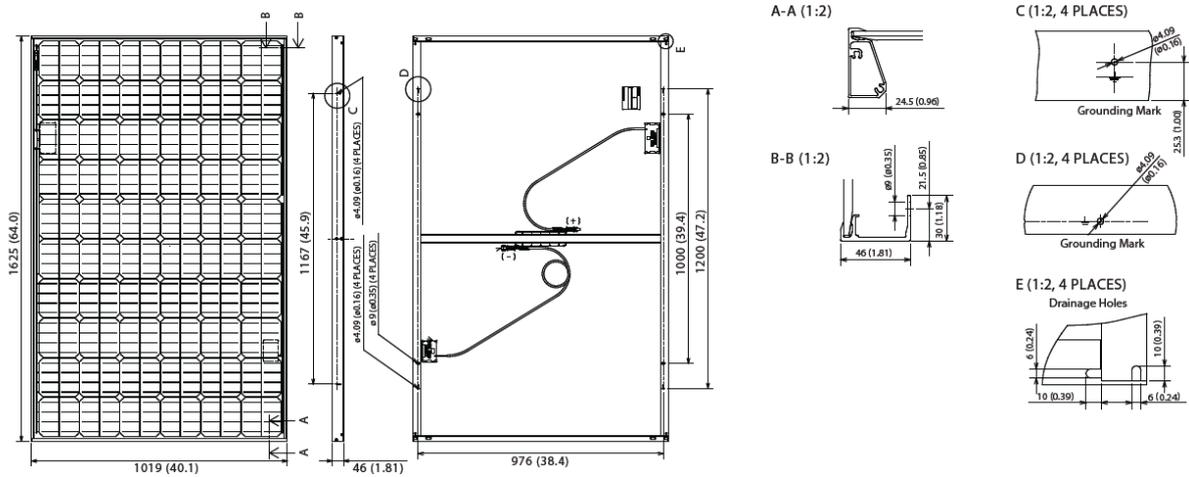
Imagen 9. Características técnicas del módulo de Isofotón

Mitsubishi PV-MLE270HD:

Specification Sheet

Manufacturer	MITSUBISHI ELECTRIC
Model name	PV-MLE270HD
Cell type	Monocrystalline Silicon, 78mm x 156 mm
Number of cells	120 cells
Maximum power rating (Pmax)	270W
Warranted minimum Pmax	270.0W
PV USA test condition rating (PTC)	241.3Wp
Open circuit voltage (Voc)	38.4V
Short circuit current (Isc)	9.18A
Maximum power voltage (Vmp)	31.9V
Maximum power current (Imp)	8.48A
Module efficiency	16.3%
Aperture efficiency	17.6%
Tolerance of maximum power rating	-0/+5%
Static load test passed	5,400 Pa
Number of bus bars per cell	4 Bus bars
Normal operating cell temperature (NOCT)	46.5°C
Maximum system voltage, DC	600V & 1000V (UL), 1000V (IEC)
Fuse rating	15A
Dimensions	64.0 x 40.1 x 1.81 inch (1625 x 1019 x 46 mm)
Weight	44 lbs (20kg)
Number of modules per pallet	22
Number of modules per container (40 ft. container)	616
Output terminal	(+) 800mm (-) 1250mm with SMK (PV-03) connector
Certifications	UL 1703, IEC 61215 2nd Edition, IEC 61730
Fire rating	Type 2, 5 & 8

Drawings and Dimensions Unit:mm (inch)



Electrical Characteristics

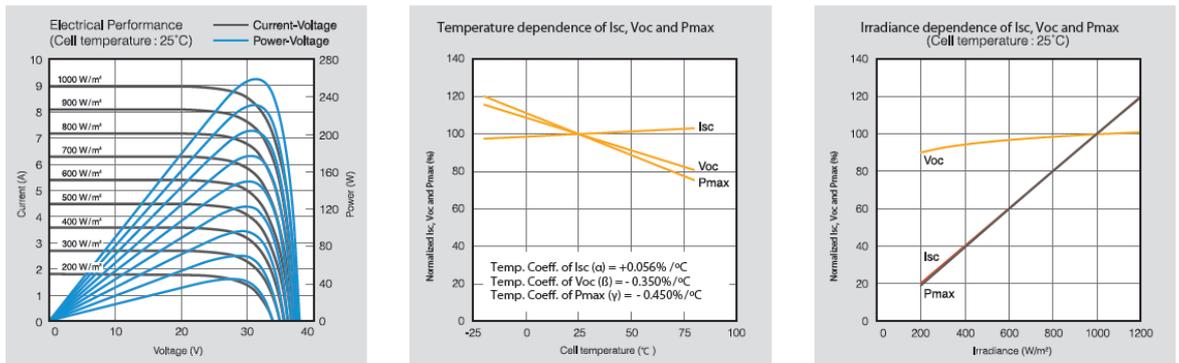


Imagen 10. Características técnicas del módulo de Mitsubishi

Módulos fotovoltaicos			
Fabricante	Modelo	Eficiencia (%)	Potencia máx. (W)
Atersa	A-320M GSE	16,43	320
Isofotón	ISF-250 P	15,1	250
Mitsubishi	PV-MLE270HD	16,3	270

Tabla 3. Módulos fotovoltaicos

Atendiendo a la eficiencia, se observa como los dos módulos con silicio monocristalino superan el 16% de eficiencia, mientras que la de silicio multicristalino es

inferior, en torno al 15%. Basándose en la eficiencia se selecciona el modelo de Atersa A-320M GSE, que además es capaz de generar mayor potencia.

Los parámetros del modelo seleccionado introducidos en el programa son los siguientes

Datos del módulo solar				Tipo de tecnología	Instalación fija
Referencia				Comentarios	
Marca y modelo	A-320M GSE				
Potencia nominal	P_{MAX}	Wp	320		
Tolerancia	Tol	%	5		
Tensión nominal en el punto máxima potencia	V_{MPP}	V	38,64		
Tensión máxima en circuito abierto	V_{OC}	V	46,7		
Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I_{MPP}	A	8,290		
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A	8,81		
Tonc	TONC	°C	46		

Imagen 11. Características del módulo fotovoltaico seleccionado

Cabe comentar que en la pestaña “tipo de tecnología” se puede elegir entre instalación fija o con seguimiento a uno o dos ejes. Se seleccionará instalación fija, sin ejes de giro.

2.4. Elección del inversor

Ahora hay que seleccionar el inversor de corriente, ya que los módulos fotovoltaicos generan electricidad en continua, y la planta requiere alterna.

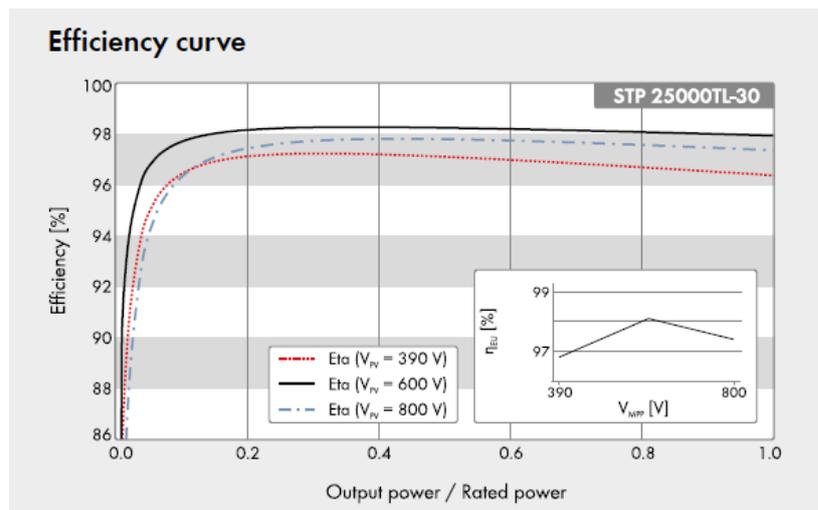
Se decide buscar en el catálogo de SMA (System Mess und Anlagentechnik), la empresa con mayor facturación a nivel mundial y más importante en Alemania para instalaciones fotovoltaicas de suministro a red.

Existen tres tipos principales de inversores, cuyos rangos de potencia de los diversos modelos varían según la tabla siguiente:

Inversores SMA	
Modelo	Potencia (W)
Sunny Boy	1000 - 11000
Sunny Tripower	5000 - 25000
Sunny Central	500000 - 1800000

Imagen 12. Gamas de Inversores de SMA

Los inversores tipo Sunny Central tienen demasiada capacidad para los requerimientos de nuestro sistema. Por otro lado a los Sunny Boy no se les puede asociar tantos paneles en serie ni en paralelo como a los Sunny Tripower. Estos dos últimos tienen aspectos y características similares, en general, aunque los segundos tienen mayor potencia, por lo que se decide seleccionar la opción promedio, y dentro de ella, la gama STP25000TL, con dos modelos, uno de 20000W y otro de 25000W de potencia máxima entregada.



Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$) / DC rated power	20440 W / 20440 W	25550 W / 25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	
AC voltage range	180 V - 280 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz ... 55 Hz 60 Hz / 54 Hz ... 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	36,2 A / 36,2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD	≤ 3 %	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4 % / 98.0 %	98.3 % / 98.1 %

Imagen 13. Características técnicas del inversor

A continuación se muestran los parámetros correspondientes al inversor introducidos en el programa. Se muestran los correspondientes al STP 20000TL, pero son los mismos que para el STP 25000TL, excepto la potencia nominal, que es de 25550 W en lugar de 20440 W.

Datos del inversor				
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Referencia			▲	
Marca y modelo	STP 20000TL			
Potencia nominal	P_{NOM}	W	20.440	
Potencia máxima CC en campo solar	$P_{CC MAX}$	W	33.000	
Potencia mínima CC en campo solar	$P_{CC MIN}$	W	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante
Tensión máxima CC en operación en el campo solar	$V_{CC MAX}$	V	1.000	
Tensión mínima CC en operación en el campo solar	$V_{CC MIN}$	V	150	
Tensión de conexión CC en el campo solar	$V_{CON CC}$	V	188	
Tensión de desconexión CC en el campo solar	$V_{DESCON CC}$	V	150	
Tensión máxima en circuito abierto CC en el campo solar	$V_{OC MAX}$	V	1.000	
Intensidad máxima CC en operación en el campo solar	$I_{CC MAX}$	A	33	
Rendimiento máximo	η_{MAX}	%	98	

Imagen 14. Características del inversor seleccionado

Según se explicará en el siguiente apartado, debido a la mejor adaptación de la potencia nominal a la potencia requerida por los grupos, el inversor seleccionado es el Sunny

Tripower STP 20000TL.

2.5. Cálculo de grupos y determinación de la potencia final generada

El siguiente apartado corresponde con la determinación de los grupos, que están compuestos por un inversor y sus paneles fotovoltaicos asociados.

Se pueden variar dos parámetros, que son el número de paneles en serie por cada rama y las ramas en paralelo que le corresponden a cada inversor.

A continuación se muestra la hoja de los resultados para los grupos.

Determinación de los grupos

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Número de módulos en serie	-	Uds	21	
Tensión por rama en punto de máxima potencia	$V_{MPP\ MAX\ R}$	V	16	
¿Supera la tensión de conexión del inversor con la rama proyectada?	-	V	NO	
Tensión en circuito abierto de la rama	$V_{OC\ MAX\ R}$	V	981	
Corriente por rama en el punto de máxima potencia	$I_{MPP\ MAX\ R}$	A	8,29	
Corriente de cortocircuito por rama	$I_{CC\ MAX}$	A	8,81	
Potencia por rama	$P_{solar\ rama}$	Kwp	6,720	
Número de ramas en paralelo	-	Uds	3	
Potencia del campo solar para cada inversor	$P_{SOLAR\ /INV}$	Kwp	20,160	
Potencia nominal inversor/Potencia de las ramas conectadas al mismo	-	%	101,39	
Corriente máxima de entrada al inversor	$I_{MAX\ INV}$	A	26,430	

Imagen 15. Determinación de los grupos y sus características

Sólo se muestra la imagen para el caso del inversor STP 20000TL, ya que para el otro inversor los datos de este apartado son idénticos.

Se han tanteado diferentes números de paneles en serie (rama) y en paralelo hasta optimizar los parámetros, siempre por debajo de los valores límite de operación de tensión e intensidad, y evitando cualquier otro tipo de aviso por parte del software. Finalmente, la potencia requerida por el campo solar para cada inversor es de 20160 W para ambos casos, al determinar 21 paneles en serie y 3 ramas en paralelo.

Según los resultados, y dado que prácticamente la única diferencia entre los distintos modelos es la potencia nominal, se decide seleccionar el modelo STP20000TL, ya que se

ajusta mejor a la potencia requerida (20160 W - 20440 W).

El último punto es la determinación de cuántos grupos como los anteriores se requieren para alcanzar el abastecimiento fijado para el sistema solar.

El porcentaje derivado del dimensionado del sistema eólico es del 41,09%, lo que equivale a 263,1 kW. En un principio, se puede pensar que el propio valor de la pestaña “potencia total instalada en el campo solar” es la potencia que se debe tener como referencia, sin embargo, dicha potencia sufrirá pérdidas que se consideran a lo largo de los pasos requeridos:

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Pérdida por dispersión en módulos	A1	%	3	Valor de referencia 3 a 5%
Pérdidas por presencia de polvo y suciedad sobre módulos solares	A2	%	2,00	Bajas 2%, Moderadas 4%, Altas 8%
Pérdidas por reflectancia angular y espectral en los módulos solares	A3	%	2,00	Bajas 2%, Moderadas 4%, Altas 6%
Total pérdidas en el generador	A	%	7	
Pérdidas en el cableado DC	B	1,00	0,99	$(100 - \text{Pérdidas})/100$. Máximo 1,5%
Pérdidas en el cableado AC	C	1,00	0,99	$(100 - \text{Pérdidas})/100$. Máximo 2%
Pérdidas por disponibilidad	D	2,00	0,980	$(100 - \text{Pérdidas})/100$. Valor de referencia 5
Pérdidas por rendimiento del inversor	E	-	0,984	Mínimo 88% si $P_{\text{KON}} \leq 5 \text{Kw}$ y 92% si $P_{\text{KON}} > 5 \text{Kw}$
Pérdidas en seguimiento del PMP	F	0,00	1,000	$(100 - \text{Pérdidas})/100$. Valor de referencia 5

Imagen 16. Pérdidas de la instalación fotovoltaica

Esto significa que la potencia aportada o de salida será menor al valor de dicha pestaña.

Las pérdidas que se tengan en cuenta en el dimensionado, mostradas en el cuadro anterior, junto con otros parámetros que el software calcula automáticamente, se introducen en un coeficiente denominado PR (Performance Ratio), que equivale a la eficiencia de la instalación.

La siguiente tabla contiene la energía diaria sobre el plano horizontal recibida ($G_{\text{dm}}(0)$), la energía sobre el plano orientado, es decir, el módulo fotovoltaico ($G_{\text{dm}}(\square_r, \square_r)$), el Performance Ratio (PR), y la energía final generada estimada, para cada mes del año.

Mes	$G_{dm}(0)$	$G_{dm}(\square_r, \square_r)$	PR	Ep
Uds	Kwh/(m ² día)	Kwh/(m ² día)	%	Kwh/(m ² día)
Enero	2,66	3,11	81,22	2,53
Febrero	3,34	3,77	80,86	3,05
Marzo	4,42	4,77	79,61	3,80
Abril	5,49	5,60	79,86	4,48
Mayo	6,05	5,87	78,34	4,60
Junio	6,72	6,38	77,44	4,94
Julio	7,00	6,78	77,08	5,23
Agosto	6,36	6,48	77,46	5,02
Septiembre	5,19	5,66	78,33	4,43
Octubre	3,68	4,27	79,39	3,39
Noviembre	2,62	3,17	80,50	2,55
Diciembre	1,99	2,41	81,20	1,96

Tabla 4. Radiación en los distintos planos, Performance Ratio y energía aprovechable recibida

Para hallar la potencia finalmente suministrada a la planta por el sistema solar, se mostrarán dos métodos, que corroboran el resultado final:

- El primero de los métodos consiste en multiplicar la potencia instalada en el campo solar por el Performance Ratio de cada mes, y hallar el promedio anual.

Potencia promedio generada			
Mes	PR (%)	Potencia inst. (kW)	Potencia gener. (kWp)
Enero	81,22		278,37
Febrero	80,86		277,14
Marzo	79,61		272,83
Abril	79,86		273,70
Mayo	78,34		268,47
Junio	77,44		265,41
Julio	77,08	342,72	264,17
Agosto	77,46		265,46
Septiembre	78,33		268,46
Octubre	79,39		272,09
Noviembre	80,50		275,89
Diciembre	81,20		278,28
Anual			271,69

Tabla 5. Método I de cálculo para la potencia estimada generada

- El segundo método es simplemente una extensión del primero, pero es quizás más visible para entender el cómo trabajar con los conceptos de energía, potencia y horas solares pico.

Primero se extrapola a un año el valor de HSP promedio anual (promedio de la tabla X) y se tienen las horas solares equivalentes o Hse (HSP anuales). Después se aplica el Performance Ratio promedio anual, hallado en el método anterior (79,27%), a la energía diaria u horas solares pico (HSP) promedio anual, de manera que se tengan en cuenta las pérdidas de la instalación y se pueda obtener así, las HSP útiles, o en otras palabras, la energía diaria útil expresada en horas solares. Luego se multiplican las HSP útiles por la potencia instalada en el campo

solar, de manera que se obtiene la energía diaria generada, que también se extrapola a un año. Luego se divide por las Hse, y se obtiene el valor de potencia promedio generado, que es el valor que se está buscando y que como era de esperar, coincide con el anterior.

Potencia promedio anual generada	
HSP (horas)	4,86
Hse (HSP anuales) (horas)	1772,88
PR anual	79,27%
HSP útiles (horas)	3,85
Energía diaria gen. (kWh/m ² ·día)	1319,65
Energía anual gen. (kWh/m ² ·año)	481672,04
Potencia promedio (kWp)	271,69

Tabla 6. Método II para el cálculo de la potencia estimada generada

Este valor de 271,69 kW se obtuvo tras determinar un número de 17 grupos. Se seleccionó este valor porque según la configuración de grupos adoptada, es el que más se acerca al valor requerido para el sistema solar (263,1 kW).

Se decidió implantar 17 grupos, y no 16, como en un primer momento se pensó, para intentar suplir el ligero déficit derivado del sistema eólico, ya que de no haberlo hecho de esta manera, la potencia suministrada por el sistema solar sería de 255,71 kW, y tanto el sistema eólico como el solar, mostrarían valores cercanos a los requeridos, pero ambos con déficit.

Número de grupos. (Conjunto inversor y ramas como los proyectados)	-	Uds	17
Potencia total instalada en campo solar (Suma de la instalada por grupo)	$P_{\text{SOLAR ICR}}$	Kwp	342,720
Potencia nominal de instalación (Suma de potencia nominal inversores)	$P_{\text{NOM ICR}}$	Kw	347,480

Imagen 17. Potencia instalada en el campo solar**2.6. Resultados finales del sistema solar**

Características del sistema solar		
Tipo de sistema	Conexión a red + aislado	Mixto
Módulo solar	Atersa	A-320M-GSE
Inversor	SMA	STP 20000TL
Grupos	Módulos por rama	21
	Ramas en paralelo	3
	Nº de grupos	17
Campo solar	Número total de módulos	1071
Potencia instalada	kWp	342,72
Potencia generada estimada	kWp	271,69

Tabla 7. Características del sistema solar

Se aplica la misma tabla sobre balances energéticos que para el sistema eólico y estos son los resultados. Cabe recordar que tras el dimensionado eólico, el porcentaje resultante para el sistema solar era del 41,09%, no del 40%, por lo que se utilizó este valor como referencia.

Energía consumida por la IDAM (MWh/año)	2304,75		Comparación respecto al 41,09 %	
Energía aportada por el campo solar(MWh/año)	2380,00	3,27%		103,27%
Potencia media consumida (kW)	263,10			
Potencia media generada (kW)	271,69	3,27%		103,27%

Tabla 8. Balance energético del sistema solar