



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGIA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FINAL DE GRADO:

**DESALACIÓN DE AGUA MARINA
MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

La Laguna, JUNIO DE 2021



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ÍNDICE GENERAL
ABREVIADO

**TRABAJO FINAL DE GRADO:
DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice general abreviado:

- **Memoria**

- **Anexo I: Conceptos teóricos**

- **Anexo II: Estudio de alternativas de emplazamientos en Canarias**

- **Anexo III: Dimensionado bastidor de membranas y recuperador de energía**

- **Anexo IV: Diseño de los sistemas de captación, distribución y rechazo de salmuera**

- **Anexo V: Diseño del sistema de bombeo**

- **Anexo VI: Selección de bombas**

- **Anexo VII: Diseño del sistema de abastecimiento energético**

- **Anexo VIII: Análisis del coste económico, viabilidad a largo plazo e impacto ambiental**

- **Anexo IX: Fichas técnicas**



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGIA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ÍNDICE GENERAL

**TRABAJO FINAL DE GRADO:
DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Memoria:

1. OBJETO	1
2. ALCANCE	2
3. ANTECEDENTES	4
3.1. Problema del agua a nivel mundial	4
3.2. Problema del agua en Canarias	7
3.3. Desalación en Canarias	9
3.4. Desalación y energías renovables	10
4. NORMAS Y REFERENCIAS	11
4.1. Bibliografía.....	11
4.2. Herramienta y software informáticos empleados	13
4.3. Referencias electrónicas	14
5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	15
5.1. Definiciones	15
5.2. Abreviaturas	15
6. REQUISITOS DE DISEÑO	16
6.1. Requisitos del cliente peticionario	16
6.2. Situación y emplazamiento	16
6.3. Capacidad de producción de la EDAM	17
6.4. Temperatura del agua captación.....	18
6.5. Límites en la composición del agua para el consumo humano	19
7. ANÁLISIS DE SOLUCIONES	20
7.1. Ubicación.....	20
7.2. Capacidad de producción.....	23
7.3. Sistema de captación	25
7.3.1. Pozos de captación´	25
7.4. Pretratamiento.....	25
7.4.1. Pretratamiento físico	26
7.4.2. Pretratamiento químico	27
7.5. Núcleo de desalación	27
7.5.1. Dimensionado del bastidor de ósmosis inversa.....	27
7.6. Postratamiento	34
7.7. Longitudes características de los diferentes tramos del sistema	34
7.8. Dimensionado del sistema de distribución.....	34

7.9.	Gestión del rechazo de salmuera.....	35
7.10.	Dimensionamiento de las tuberías del sistema.....	37
7.11.	Sistema de bombeo	38
7.11.1.	Cálculos previos	38
7.11.2.	Selección de bombas	40
7.12.	Sistema de abastecimiento energético	41
7.12.1.	Consumo energético total de la instalación	42
7.12.2.	Sistema eólico de abastecimiento energético.....	43
7.12.3.	Sistema solar de abastecimiento energético	45
7.13.	Estudio viabilidad económica e impacto medioambiental.....	50
7.13.1.	Viabilidad técnica	50
7.13.2.	Coste económico.....	50
7.13.3.	Aspectos medioambientales	52
8.	ANÁLISIS FINAL DE LAS SOLUCIONES ADOPTADAS	53
8.1.	Emplazamiento.....	53
8.2.	Captación de agua de mar	56
8.3.	Núcleo de desalación	57
8.3.1.	Sistema de desalación de ósmosis inversa	57
8.3.2.	Recuperación de energía. Intercambiadores de presión ...	57
8.4.	Dimensionado de tuberías y longitudes	58
8.5.	Sistema de bombeo	58
8.6.	Sistema de abastecimiento energético por energías renovables	59
8.6.1.	Sistema eólico	59
8.6.2.	Sistema solar.....	60
8.7.	Análisis de costes, viabilidad a largo plazo e impacto ambiental	60
8.7.1.	Viabilidad a largo plazo	60
8.7.2.	Aspectos ambientales	60
9.	CONCLUSIONES	61
9.1.	Conclusions	62

Anexo I: Conceptos teóricos:

1. CONCEPTO DE ÓSMOSIS INVERSA _____	1
1.1. Funcionamiento del proceso de Ósmosis _____	1
1.2. Funcionamiento del proceso de Ósmosis Inversa _____	1
1.3. Aplicaciones _____	2
1.4. La membrana de ósmosis inversa _____	2
1.4.1. Plato y marco _____	2
1.4.2. Tubular _____	3
1.4.3. Capilares _____	3
1.4.4. Fibra hueca _____	4
1.4.5. De arrollamiento en espiral. _____	5
1.5. Principales parámetros que definen el proceso de OI _____	6
1.5.1. Caudal _____	6
1.5.2. Flujo de permeado _____	7
1.5.3. Rechazo de sales _____	7
1.5.4. Conversión _____	8
1.5.5. Presión transmembrana (TMP) _____	9
1.5.6. Caída de presión _____	9
2. CONFIGURACIONES DE UN SISTEMA DE ÓSMOSIS INVERSA _	9
2.1. Configuración básica _____	9
2.1.1. Un Solo Paso _____	9
2.1.2. Etapas de Concentración _____	10
2.1.3. Pasos de Desalación _____	10
2.2. Otras configuraciones destacadas _____	11
2.2.1. Recirculación del flujo de rechazo _____	11
2.2.2. Recirculación del flujo permeado _____	11
2.2.3. Configuración habitual en desaladoras de gran tamaño ____	12
2.3. Ecuaciones básicas que rigen el diseño _____	12
2.3.1. Flujo de permeado _____	12
2.3.2. Flujo de soluto _____	13
2.3.3. Rechazo y paso de sales _____	13
2.3.4. Correlación entre las condiciones de operación en las prestaciones _____	14
3. INSTALACIÓN DESALADORA DE AGUA POR ÓSMOSIS INVERSA	14

3.1. Captación del agua de mar _____	15
3.1.1. Captación con toma cerrada _____	15
3.1.2. Captación con toma abierta _____	16
3.2. Pretratamiento _____	17
3.2.1. Composición del agua del mar _____	17
3.2.2. Pretratamiento para los procesos de desalación por membranas _____	19
3.2.3. Pretratamiento físico-químicos _____	22
3.2.3. Pretratamiento mediante membranas _____	25
3.3. Núcleo de la desalación _____	27
3.3.1. Bombas de alta presión _____	27
3.3.2. Recuperadores de energía (Energy Recovery Device, ERD) _____	29
3.3.3. Bastidor de membranas _____	32
3.4. Postratamiento de acondicionamiento _____	33
3.4.1. Eliminación de CO ₂ o descarbonatación _____	33
3.4.2. Intercambiador iónico _____	33
3.4.3. Acondicionamiento químico _____	34
3.5. Distribución y drenaje de salmuera _____	35
3.5.1. Distribución del agua producto _____	35
3.5.2. Drenaje de la salmuera _____	36
4. OTROS MÉTODOS DE DESALACIÓN _____	36
4.1. Método de desalación mediante membranas _____	36
4.1.1. Electrólisis _____	36
4.1.2. Desalación mediante evaporación del agua _____	37
5. ENERGÍA RENOVABLE EN LA DESALACIÓN _____	40
5.0.1. Uso directo _____	40
5.0.2. Uso indirecto _____	40
5.0.3. Uso mixto _____	41
5.1. Energía eólica _____	41
5.1.1. Introducción teórica a la energía eólica _____	41
5.1.2. Aerogeneradores _____	42
5.1.3. Conceptos teóricos importantes _____	43
5.2. Energía solar _____	45
5.2.1. Introducción teórica a la energía solar _____	45
5.2.2. Efecto fotoeléctrico _____	47

5.2.3. Célula fotovoltaica _____	47
5.2.4. Introducción a los sistemas fotovoltaicos _____	49
5.2.5. Horas solares pico (HSP) _____	50

Anexo II: Estudio de alternativas de emplazamientos en Canarias:

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	ESTUDIO DE ALTERNATIVAS EN TENERIFE	2
2.1.	Zonas naturales protegidas	4
2.2.	Potencial de recurso renovable de la isla de Tenerife	5
2.2.1.	Recurso eólico.....	5
2.2.2.	Recurso solar	6
3.	ALTERNATIVA 1: ZONA GÜIMAR – LAS ERAS	6
3.1.	Usos y demanda.....	6
4.	ESTUDIO DE ALTERNATIVAS EN LA GOMERA.....	7
4.1.	Zonas naturales protegidas	8
4.2.	Potencial de recurso renovable de la isla de La Gomera	8
4.2.1.	Recurso eólico.....	9
4.2.2.	Recurso solar	9
4.3.	Normativa existente en la isla de La Gomera acerca la desalación de agua	10
5.	ALTERNATIVA 2: SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA	11
5.1.	Uso y demanda doméstica	11
5.1.1.	Población de San Sebastián de La Gomera	11
5.1.2.	Demanda neta doméstica en San Sebastián de La Gomera	13
5.2.	Uso y demanda turística.....	14
5.3.	Factores para tener en cuenta	15
5.3.1.	Mapa de especies protegidas	15
5.3.2.	Deslinde de dominio público marítimo terrestre	15
5.3.3.	Zona Industrial en San Sebastián de La Gomera	17
5.4.	Ubicación exacta seleccionada EDAM.....	18
5.5.	Ubicación exacta de los aerogeneradores	19
5.6.	Ubicación exacta de los módulos fotovoltaicos.....	22
5.7.	Ubicación exacta pozos de captación	23
6.	ESTUDIO PROPIEDADES DEL AGUA EN SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA.....	24
6.1.	Caudal de permeado objetivo	24
6.2.	Temperatura del agua de alimentación.....	26
6.2.1.	Viscosidad del agua	28

6.2.2.	Crecimiento biológico	28
6.2.3.	Precipitación de sales	28
6.3.	Composición química del agua de captación.....	29
6.4.	Propiedades químicas del agua permeada según RD.....	30
6.4.1.	Parámetros microbiológicos	30
6.4.2.	Parámetros indicadores	30
6.4.3.	Parámetros químicos	31
6.4.4.	Tabla resumen para los datos disponibles.....	31

Anexo III: Dimensionado bastidor de membranas y recuperador de energía:

1.	SELECCIÓN DEL FABRICANTE DE MEMBRANAS _____	1
1.1.	Introducción _____	1
1.2.	Catálogo de membranas del fabricante _____	1
2.	PREDIMENSIONADO BASTIDOR DE MEMBRANAS _____	3
2.1.	Parámetros iniciales que introducir _____	3
2.1.1.	Agua de alimentación _____	3
2.1.2.	Caudales y conversiones _____	5
2.2.	Elección de la configuración del bastidor de membranas _____	6
2.2.1.	Número de etapas escogidas _____	6
2.2.2.	Número de pasos escogidos _____	7
2.3.	Guía de diseño _____	7
2.4.	Criterio de diseño en la elección de la membrana _____	8
2.5.	Resultados obtenidos en los cálculos _____	9
2.6.	Discusión de resultados obtenidos _____	17
3.	RECUPERADOR DE ENERGÍA _____	19
3.1.	Elección del recuperador de energía _____	19
3.2.	Fabricante Energy Recovery _____	19
3.2.1.	Parámetros introducidos ERI™ PX™ POWER MODEL ____	19
3.2.2.	Modelos disponibles catálogo de Energy Recovery _____	20
3.2.3.	Resultados obtenidos ERI™ PX™ POWER MODEL ____	21
3.2.4.	Corrección y reiteración de valores en Q+ Projection _____	23
3.3.	Fabricante Danfoss _____	25
3.3.1.	Parámetros introducidos Danfoss iSave Selection Tool ____	25
3.3.2.	Modelos disponibles catálogo Danfoss _____	25
3.3.3.	Resultados obtenidos Danfoss iSave Selection Tool ____	26
3.3.4.	Comparación entre los resultados obtenidos entre los fabricantes Energy Recovery y Danfoss _____	27
4.	PRETRATAMIENTO _____	27
4.1.	Pretratamiento físico _____	28
4.2.	Pretratamiento químico _____	28
4.2.1.	Cloración _____	28
4.2.2.	Regulación de pH _____	29
4.2.3.	Dosificación y acidificación de inhibidores de la incrustación	29

5. POSTRATAMIENTO	29
5.1. Eliminación de CO ₂ o descarbonatación	30
5.2. Acondicionamiento químico	30
5.2.1. Remineralización mediante mezcla del agua producto con otra que haya sido pretratada al menos	31
5.2.2. Remineralización química del propio agua producto	31
5.3. Acondicionamiento físico	32

**Anexo IV: Diseño de los sistemas de captación,
distribución y rechazo de salmuera:**

1. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN.....	1
1.1. Introducción	1
1.2. Elección tipo de toma de captación.....	1
1.3. Dimensionamiento de los pozos de captación	2
2. SISTEMA DE RECHAZO DE SAMUERA	5
2.1. Introducción teórica	5
2.2. Emisario submarino.....	5
3. DIMENSIONADO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	7
3.1. Localización del depósito de regulación.....	7
4. TUBERÍAS DE CAPTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN	10
4.1. Materiales de fabricación	10
4.2. Diámetro de las tuberías por etapas	11
4.3. Longitud mínima de las tuberías	12
4.3.1. Longitud tuberías de captación	12
4.3.2. Longitud tubería de alimentación	13
4.3.3. Longitud tubería de distribución	13
4.3.4. Longitud tubería de rechazo.....	13

Anexo V: Diseño del sistema de bombeo:

1. INTRODUCCIÓN	1
2. CALCULOS PREVIOS	2
2.1. Pérdidas de carga en tuberías	2
2.2. Valores conocidos	6
3. CÁLCULO ALTURA ÚTIL	6
3.1. Ecuación de Bernoulli	6
3.1.1. Recopilación de datos a aportar necesarios	7
3.2. Bomba de captación	8
3.2.1. Información cotas de interés	8
3.2.2. Información velocidades del flujo	8
3.2.3. Información presiones del flujo	8
3.2.4. Información pérdidas de carga	8
3.3. Bomba de alta presión	8
3.3.1. Información cotas de interés	8
3.3.2. Información velocidades del flujo	9
3.3.3. Información presiones del flujo	9
3.3.4. Información pérdidas de carga	9
3.4. Bomba de recirculación	9
3.4.1. Información cotas de interés	9
3.4.2. Información velocidades del flujo	9
3.4.3. Información presiones del flujo	10
3.4.4. Información pérdidas de carga	10
3.5. Bomba de distribución	10
3.5.1. Información cotas de interés	10
3.5.2. Información velocidades del flujo	11
3.5.3. Información presiones del flujo	11
3.5.4. Información pérdidas de carga	11
3.6. Bomba de rechazo	11
3.6.1. Información cotas de interés	11
3.6.2. Información velocidades del flujo	11
3.6.3. Información presiones del flujo	11
3.6.4. Información pérdidas de carga	12
3.7. Resultados obtenidos	12
3.8. Conclusiones	13

4. CÁLCULO ALTURA NETA DE ASPIRACIÓN DISPONIBLE _____	14
4.1. Introducción teórica _____	14
4.2. Bomba de captación _____	15
4.2.1. Información cotas de interés _____	15
4.2.2. Información velocidades del flujo _____	15
4.2.3. Información presiones del flujo _____	16
4.3. Bomba de alta presión _____	16
4.3.1. Información cotas de interés _____	16
4.3.2. Información velocidades del flujo _____	16
4.3.3. Información presiones del flujo _____	16
4.4. Bomba de recirculación _____	16
4.4.1. Información cotas de interés _____	16
4.4.2. Información velocidades del flujo _____	16
4.4.3. Información presiones del flujo _____	16
4.5. Bomba de distribución _____	16
4.5.1. Información cotas de interés _____	16
4.5.2. Información velocidades del flujo _____	17
4.5.3. Información presiones del flujo _____	17
4.6. Resultados obtenidos _____	17
5. CONCLUSIONES _____	17

Anexo VI: Selección de bombas:

1. INTRODUCCIÓN TEÓRICA.....	1
2. SELECCIÓN BOMBA DE CAPTACIÓN.....	3
2.1. Mejor elección del fabricante Grundfos.....	3
2.2. Mejor elección del fabricante KSB	4
2.3. Mejor elección del fabricante Wilo.....	5
2.4. Mejor elección del fabricante Flowserve	6
2.5. Elección final de la bomba de captación	7
3. SELECCIÓN BOMBA DE ALTA PRESIÓN.....	8
3.1. Mejor elección del fabricante Grundfos.....	8
3.2. Mejor elección del fabricante KSB	9
3.3. Mejor elección del fabricante Wilo.....	9
3.4. Mejor elección del fabricante Flowserve	10
3.5. Elección final de la bomba de alta presión.....	11
4. SELECCIÓN BOMBA DE RECIRCULACIÓN	12
4.1. Mejor elección del fabricante Grundfos.....	12
4.2. Mejor elección del fabricante KSB	13
4.3. Mejor elección del fabricante Wilo.....	14
4.4. Mejor elección del fabricante Flowserve	15
4.5. Elección final de la bomba de recirculación	16
5. SELECCIÓN BOMBA DE DISTRIBUCIÓN	17
5.1. Mejor elección del fabricante Grundfos.....	17
5.2. Mejor elección del fabricante KSB	18
5.3. Mejor elección del fabricante Wilo.....	19
5.4. Mejor elección del fabricante Flowserve	20
5.5. Elección final de la bomba de distribución	21
6. ELECCIÓN FINAL BOMBAS DE LA EDAM.....	22

Anexo VII: Diseño del sistema de abastecimiento energético:

1. INTRODUCCIÓN SISTEMA ABASTECIMIENTO MIXTO.....	1
2. CONSUMO ENERGÉTICO TOTAL EDAM	2
3. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EÓLICO	2
3.1. Estudio del recurso eólico	2
3.1.1. Distribución de Weibull.....	3
3.1.2. Orientación del aerogenerador.....	5
3.1.3. Curva de potencia	8
3.2. Selección de aerogeneradores	8
3.2.1. Lista completa de modelos disponibles del ITC	8
3.2.2. Análisis modelos disponibles en el mercado actualmente	12
3.3. Resultados y selección final	15
4. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO SOLAR FOTOVOLTAICO.....	18
4.1. Introducción	18
4.2. Recurso energético	19
4.3. Orientación del panel fotovoltaico	20
4.4. Selección del módulo fotovoltaico	22
4.5. Elección del inversor	24
4.6. Cálculo de grupos y determinación de la potencia final	25

Anexo VIII: Análisis del coste económico, viabilidad a largo plazo e impacto ambiental:

1.	INTRODUCCIÓN _____	1
2.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA _____	1
3.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA _____	2
3.1.	Costes de inversión del aerogenerador _____	3
3.1.1.	Costes de inversión _____	3
3.1.2.	Costes variables _____	3
3.2.	Costes módulos fotovoltaicos _____	4
3.2.1.	Costes de inversión _____	4
3.2.2.	Costes variables _____	4
3.3.	Costes de la estación desaladora de agua de mar _____	5
3.3.1.	Costes de inversión _____	5
3.3.2.	Costes variables _____	6
4.	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD _____	6
4.1.	Rentabilidad del aerogenerador _____	8
4.2.	Rentabilidad de los módulos fotovoltaicos _____	10
4.3.	Rentabilidad de la planta desaladora de agua de mar _____	11
5.	ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES _____	11
5.1.	Energía eólica _____	11
5.2.	Energía solar _____	14
5.3.	Planta desaladora de agua de mar _____	15
6.	CONCLUSIONES _____	15

Anexo IX: Fichas técnicas

Se ordenan los informes y fichas técnicas con relación a los equipos y configuraciones seleccionadas a lo largo del proyecto de la desaladora de agua de mar en San Sebastián de La Gomera:

- 1. Informe final de la configuración del núcleo de membranas del software Q+ Projection Software V3.1 del fabricante de membranas LG Chem's NanoH2O™**
- 2. Modelo membrana LG SW 440 GR**
- 3. Ficha técnica del dispositivo ERD iSave 50 del fabricante Danfoss**
- 4. Ficha técnica de la bomba de captación UPA 200/080 del fabricante KSB**
- 5. Ficha técnica de la bomba de alimentación MSH-065-D del fabricante Flowserve**
- 6. Ficha técnica de la bomba de distribución Zeox-FIRST V 12004-110-2 del fabricante Wilo**
- 7. Ficha técnica del aerogenerador Enercon E48/800**
- 8. Ficha técnica módulo solar fotovoltaico SunPower SPR-MAX3-355-BLK**
- 9. Ficha técnica del inversor Solis-3P20K-4G**



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

MEMORIA

**TRABAJO FINAL DE GRADO:
DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Hoja de identificación

TÍTULO DEL PROYECTO

Desalación de agua marina mediante energías renovables

DATOS DEL PETICIONARIO

RAZÓN SOCIAL: Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología (ESIT), Universidad de La Laguna

DIRECCIÓN: Camino San Francisco de Paula, S/N. Escuela Superior de Ingeniería y tecnología. C.P: 38200. San Cristóbal de La Laguna, Tenerife, España.

CONTACTO:

TELÉFONO: (+34) 922318309

EMAIL: esit@ull.es

DATOS DEL AUTOR

NOMBRE: Guillermo Tremearne Dorta

DNI: 51167823E

CONTACTO:

EMAIL: alu0101042022@ull.edu.es

DATOS DEL TUTOR

NOMBRE: Vicente José Romero ternero

FECHA

Junio 2021

Índice de contenidos:

1. OBJETO	1
2. ALCANCE	2
3. ANTECEDENTES	5
3.1. Problema del agua a nivel mundial	5
3.2. Problema del agua en Canarias	7
3.3. Desalación en Canarias	9
3.4. Desalación y energías renovables	10
4. NORMAS Y REFERENCIAS	11
4.1. Bibliografía.....	11
4.2. Normativa	12
4.3. Herramienta y software informáticos empleados	13
4.4. Referencias electrónicas	14
5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	15
5.1. Definiciones	15
5.2. Abreviaturas	16
6. REQUISITOS DE DISEÑO	16
6.1. Requisitos del cliente peticionario	16
6.2. Situación y emplazamiento	17
6.3. Capacidad de producción de la EDAM	17
6.4. Temperatura del agua captación.....	18
6.5. Límites en la composición del agua para el consumo humano 19	
7. ANÁLISIS DE SOLUCIONES	20
7.1. Ubicación.....	20
7.2. Capacidad de producción.....	23
7.3. Sistema de captación	25
7.3.1. Pozos de captación	25
7.4. Pretratamiento	25
7.4.1. Pretratamiento físico	26
7.4.2. Pretratamiento químico	27
7.5. Núcleo de desalación	27
7.5.1. Dimensionado del bastidor de ósmosis inversa.....	27
7.6. Postratamiento	34
7.7. Longitudes características de los diferentes tramos del sistema	

7.8.	Dimensionado del sistema de distribución	34
7.9.	Gestión del rechazo de salmuera.....	35
7.10.	Dimensionamiento de las tuberías del sistema.....	37
7.11.	Sistema de bombeo	38
7.11.1.	Cálculos previos	38
7.11.2.	Selección de bombas	40
7.12.	Sistema de abastecimiento energético	41
7.12.1.	Consumo energético total de la instalación	42
7.12.2.	Sistema eólico de abastecimiento energético	43
7.12.3.	Sistema solar de abastecimiento energético	45
7.13.	Estudio viabilidad económica e impacto medioambiental	50
7.13.1.	Viabilidad técnica	50
7.13.2.	Coste económico.....	50
7.13.3.	Aspectos medioambientales	52
8.	ANÁLISIS FINAL DE LAS SOLUCIONES ADOPTADAS	53
8.1.	Emplazamiento.....	53
8.2.	Captación de agua de mar	56
8.3.	Núcleo de desalación	57
8.3.1.	Sistema de desalación de ósmosis inversa	57
8.3.2.	Recuperación de energía. Intercambiadores de presión ...	57
8.4.	Dimensionado de tuberías y longitudes	58
8.5.	Sistema de bombeo	58
8.6.	Sistema de abastecimiento energético por energías renovables	59
8.6.1.	Sistema eólico	59
8.6.2.	Sistema solar.....	60
8.7.	Análisis de costes, viabilidad a largo plazo e impacto ambiental	60
8.7.1.	Viabilidad a largo plazo	60
8.7.2.	Aspectos ambientales	61
9.	CONCLUSIONES	62
9.1.	Conclusions	63

Índice de figuras:

Figura 3.1: Acceso al agua en distintas regiones del mundo. Fuente: iagua.es	5
Figura 3.2: Escasez del agua a nivel mundial. Fuente: un.org	7
Figura 3.3: Situación climática Islas Canarias. Fuente: agrega.juntadeandalucia.es.....	8
Figura 3.4: Consumo por sectores en Canarias. Fuente: gobiernodecanarias.org	8
Figura 3.5: Desaladora Lanzarote 1964. Fuente: canarias7.es	9
Figura 3.6: Estación desaladora de Granadilla de Abona en la actualidad. Fuente: fcca.es	10
Figura 3.7: La planta desaladora de Soslares Canarias, S.L. produce exclusivamente para uso agrícola. Fuente: aladyr.net	11
Figura 6.1: Zonas industriales Censo del Suelo Industrial de Canarias. Fuente: grafcan.es	17
Figura 6.2: Información acerca boya ubicada en Santa Cruz de Tenerife. Fuente: puertos.es	18
Figura 6.3: Gráfico de las temperaturas del agua en Boya de Santa Cruz de Tenerife en el periodo seleccionado. Fuente: puertos.es.....	19
Figura 7.1: Balance hidráulico 2010 (antes del ajuste insular final). Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife	21
Figura 7.2: Distribución territorial de las demandas y los recursos (2010). Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife.	21
Figura 7.3: Recurso eólico a 80 metros disponible. Fuente: grafcan.es .	22
Figura 7.4: Radiación Global en la isla de La Gomera. Fuente: grafcan.es	22
Figura 7.5: Volumen extraído de los pozos. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.	23
Figura 7.6: Disposición pozos de captación. Fuente: Elaboración propia.	25
Figura 7.7: Cota del terreno seleccionado con respecto el nivel del mar. Fuente: grafcan.es	26
Figura 7.8: Nivel de marea desde el 31/12/2020 hasta 13/03/2021. Fuente: puertos.es	26
Figura 7.9: Pretratamiento mediante ácido clorhídrico seleccionado. Fuente: Q+ Projection Software V3.1	27
Figura 7.10: Catálogo de membranas del fabricante LG Chem’s NanoH20™. Fuente: lgchem.com	28
Figura 7.11: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Manual de diseño. Fuente: Q+ Projection Software V3.1	31
Figura 7.12: Interfaz del Excel del fabricante Energy Recovery con todos los valores definitivos. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL	32
Figura 7.13: Parámetros de la bomba de alta presión. Fuente: ERIT™ PXT™ POWER MODEL	32

Figura 7.14: Interfaz del Excel del fabricante Danfoss con todos los valores introducidos. Fuente: Danfoss iSave Selection Tool	33
Figura 7.15: Parámetros de la bomba de recirculación. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL	33
Figura 7.16: Imagen del depósito de La Hoya 2. Fuente: camaradeaguas.com	35
Figura 7.17: Distancia total del tramo de distribución estimada. Fuente: earth.google.com	36
Figura 7.18: Longitud hasta emisario submarino más cercano a la desaladora. Fuente: grafcan.es	36
Figura 7.19: Información acerca la batimetría del emisario submarino seleccionado. Fuente: grafcan.es.....	37
Figura 7.20: Distribución de las bombas en un sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.....	38
Figura 7.21: Imágenes de los logotipos de los diferentes fabricantes seleccionados. Fuente: google.es	40
Figura 7.22 : Captura de pantalla de los parámetros introducidos para la obtención de la energía anual estimada para el modeo Enercon E-82 en su altura de góndola mínima. Fuente: ITC	43
Figura 7.23: Datos geográficos y climatológicos dispuestos en el Excel. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”.....	46
Figura 7.24: Cálculo de radiación para el lugar seleccionado con los datos determinados. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”	46
Figura 7.25: Captura de pantalla acerca la consulta del mapa de radiación solar a través del visor Grafcan. Fuente: grafcan.es	46
Figura 7.26: Diferentes fabricantes de módulos solares fotovoltaicos. Fuente: google.es	47
Figura 7.27: Datos introducidos del modelo Maxeon 3 del fabricante SunPower. Fuente: sunpower.maxeon.com.....	47
Figura 7.28: Datos dispuestos del inversor seleccionado. Fuente: atersa.shop	48
Figura 7.29: Cálculo de pérdidas realizado en el Excel de trabajo. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”.	48
Figura 7.30: Determinación del número de módulos en serie y el número de ramas en paralelo. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”.	49
Figura 7.31: Resultados finales obtenidos con 36 grupos. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”	49
Figura 7.32: Número de grupos y potencias finales obtenidas. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”.....	49
Figura 8.1: Captura de pantalla ubicación de la desaladora. Fuente: earth.google.com	53

Figura 8.2: Captura de pantalla ubicación de los pozos de captación. Fuente: earth.google.com.....	54
Figura 8.3: Imagen del depósito de La Hoya 2. Fuente: camaradeaguas.com	54
Figura 8.4: Coordenadas y parámetros del recurso eólico. Fuente: grafcan.es	55
Figura 8.5: Captura de pantalla ubicación del parque solar. Fuente: earth.google.com	56
Figura 8.6: Esquema parámetros importantes del pozo. Elaboración propia.....	56
Figura 8.7: Unidad compacta de ERD del fabricante Danfoss, modelo iSave 50. Fuente: store.danfoss.com	58

Índice de tablas:

Tabla 6.1: Composición química del agua de mar. Fuente: Laboratorio Labaqua.....	19
Tabla 6.2: Tabla resumen valores límites agua de consumo humano en nuestro proyecto. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.	20
Tabla 7.1: Estimación Demanda Bruta de Agua del turismo distribuida en 2026. Fuente: Elaboración propia a través de datos del Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.	24
Tabla 7.2: Estimación Demanda Bruta de Agua de uso doméstico distribuida en 2026 Fuente: Elaboración propia a través de datos del Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.....	24
Tabla 7.3: Estimación de pérdidas de carga del pretratamiento. Elaboración propia.....	26
Tabla 7.4: Resumen de resultados obtenidos. Fuente: Elaboración propia	29
Tabla 7.5: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 GR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1	30
Tabla 7.6: Diámetro mínimos comerciales seleccionado según el tramo. Fuente: Elaboración propia.....	37
Tabla 7.7: Pérdidas totales según tramo del sistema. Fuente: Elaboración propia.....	38
Tabla 7.8: Altura útil total para cada una de las bombas del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.	39
Tabla 7.9: Cálculo de la altura neta de aspiración disponible en función de la bomba del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.	39
Tabla 7.10: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba. Fuente: Elaboración propia	39
Tabla 7.11: Resumen selección por fabricantes bomba de captación. Fuente: Elaboración propia.....	40

Tabla 7.12: Resumen selección por fabricantes bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia.....	40
Tabla 7.13: Resumen selección por fabricantes bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia.....	41
Tabla 7.14: Resumen selección por fabricantes bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia.....	41
Tabla 7.15: Consumo energético total de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.....	42
Tabla 7.16: Alturas mínimas, alturas máximas de la góndola y potencias nominales. Fuente: Thewindpower.net.....	44
Tabla 7.17: Energía anual generada en función de las alturas mínimas y máximas. Fuente: Elaboración propia.	44
Tabla 7.18: Exceso energético en cada aerogenerador con respecto el consumo energético de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.	44
Tabla 7.19: Evaluación del factor de carga de cada aerogenerador con su góndola dispuesta en la altura mínima. Fuente: Elaboración propia.	45
Tabla 7.20: Evaluación del factor de carga de cada aerogenerador con su góndola dispuesta en la altura máxima. Fuente: Elaboración propia.....	45
Tabla 7.21: Tabla comparativa de potencia nominal y eficiencia entre los diferentes modelos seleccionados. Fuente: Elaboración propia.	47
Tabla 7.22: Estimación de los costes de inversión de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.	51
Tabla 7.23: Costes de adquisición bombas seleccionadas. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 7.24: Costes de adquisición del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 8.1: Resumen parámetros importantes bomba de captación. Elaboración propia.....	57
Tabla 8.2: Tabla resumen del punto 4 del presente anexo. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 8.3: Modelos de bombas definitivos seleccionadas para la EDAM. Fuente: Elaboración propia.....	59
Tabla 8.4: Resumen de solución adoptada para el abastecimiento energético mediante energía eólica. Fuente: Elaboración propia.	59
Tabla 8.5: Resumen de solución adoptada para el abastecimiento energético mediante energía solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.....	60

1. OBJETO

El objeto del presente proyecto es el desarrollo y la demostración por parte del estudiante de los conocimientos y competencias desarrolladas en el grado de Ingeniería Mecánica, es por ello por lo que se evalúan simultáneamente en el proyecto dos actitudes, la profesional y la académica para poder obtener el título de Ingeniero Técnico Industrial en la Universidad de La Laguna.

De forma autónoma y correcta, con apoyo del tutor del Trabajo de Fin de Grado, se realizará el estudio y dimensionado de los diferentes equipos requeridos en la implantación de una estación desaladora de agua de mar (EDAM) mediante una planta de membranas semipermeables (en particular ósmosis inversa) y abastecida mediante un sistema mixto de energía solar y eólica evitando el consumo de fuentes de energías no renovables como lo son los combustibles fósiles.

Se analizará la posibilidad de disponer de la EDAM en diferentes emplazamientos ubicados en las Islas Canarias; una vez seleccionado el emplazamiento siguiendo diferentes criterios como el estudio del recurso renovable disponible y el balance hídrico del municipio, se realizará una estimación del coste económico, su impacto ambiental y su viabilidad a largo plazo.

La capacidad de la desaladora se corresponderá a una desalación entre pequeña y media (2.000 – 10.000 m³/día) y el agua se utilizará para abastecimiento de agua potable a la población de San Sebastián de la Gomera. En concreto, como se justificará a lo largo del documento, la solución final adoptada en este TFG será una planta de agua de mar por ósmosis inversa de 2.500 m³/día de capacidad, alimentada mediante un aerogenerador de 800 kW de potencia nominal y un conjunto de 1404 placas fotovoltaicas con una potencia nominal total de 498,42 kWp. El sistema estará conectado a red, la cual servirá de apoyo al consumo de la EDAM o recibirá el excedente de producción energética del sistema eólico-fotovoltaico.

Abstract:

The purpose of this project is the development and demonstration by the student of the knowledge and skills developed in the degree of Mechanical Engineering, which is why two attitudes are simultaneously evaluated in the project, the professional and the academic to be able to obtain the title of Industrial Technical Engineer at the University of La Laguna.

Autonomously and correctly, with the support of the tutor of the Final Degree Project, the study and dimensioning of the different equipment required in the implementation of a seawater desalination station (EDAM) will be carried out through a semi-permeable membrane plant (reverse osmosis) and supplied by a mixed solar and wind energy system avoiding the consumption of non-renewable energy sources such as fossil fuels.

An estimate of the economic cost and its environmental impact and its long-term viability will be made, also, the viability of different sites in the Canary Islands will be analysed, according to the renewable resource available and the need for water selected among the different Canary Islands, observing the analyses exposed in the hydrological plans prepared by the Insular Water Council of each of the islands.

The desalination plant's capacity will correspond to a small to medium desalination (2,000 - 10,000 m³ / day) and the water will be used to supply drinking water to the population of San Sebastián de la Gomera. Specifically, the final solution adopted in this TFG will be a seawater plant by reverse osmosis of 2,500 m³ / day capacity, fed by a wind turbine with 800 kW of nominal power and a set of 1404 photovoltaic panels with a total nominal power of 498.42 kWp. The system will be connected to the grid, which will support EDAM consumption or receive the surplus energy production from the wind-photovoltaic system.

2. ALCANCE

El alcance de este documento será el diseño y dimensionamiento de la estación desaladora de agua de mar alimentada mediante un sistema mixto de energía solar y eólica con una capacidad de producción de 2500 m³/día.

Los puntos que tratar por este proyecto serán:

- Estudio de alternativas para ubicación de la EDAM en las Islas Canarias:
 - o Determinación de las necesidades y balance hídrico de la población del municipio analizado teniendo en cuenta las desaladoras ubicadas próximamente.
 - o Valoración del potencial de las fuentes de energías renovables.
 - o Evaluación de la normativa expuesta en los planes hidrológicos existentes en la isla seleccionada.
 - o Ordenación del territorio y los principales usos del terreno seleccionado para cada una de las ubicaciones seleccionadas.
- Dimensionamiento y diseño del sistema de desalación:

- Dimensionado del núcleo de desalación:
 - Indicación del pretratamiento necesario.
 - Determinación de la composición química y temperatura media anual del agua de mar de la ubicación.
 - Determinar del caudal de permeado objetivo de la planta en función del balance hídrico analizado.
 - Selección del modelo de membrana adecuado del fabricante seleccionado.
 - Dimensionado y configuración del bastidor de membranas para ósmosis inversa.
 - Selección y dimensionado del sistema de recuperación de energía.
 - Dimensionado y selección de bombas para el núcleo de membranas.
 - Indicación del postratamiento necesario.
- Dimensionado del sistema de captación.
 - Determinación de la tipología de captación necesario.
 - Dimensionado de los pozos de captación, profundidades mínimas y disposición de la bomba sumergible.
 - Dimensionado de la tubería de captación.
 - Dimensionado y selección de las bombas de captación.
- Diseño sistema de distribución.
 - Ubicación de los depósitos de regulación.
 - Dimensionado y selección de las tuberías de distribución.
- Diseño sistema de rechazo
 - Evaluación del sistema de gestión de la salmuera producto.
 - Dimensionado y selección de las bombas y tuberías de rechazo.
- Sistema de abastecimiento energético mediante energías renovables:
 - Determinación del consumo energético total de la EDAM.
 - Sistema de producción de energía mediante el recurso eólico:
 - Estudio del recurso eólico en la ubicación seleccionada.
 - Selección de la localización del aerogenerador analizando el potencial de aprovechamiento del recurso.
 - Dimensionado y selección del aerogenerador encargado de la producción energética.
 - Funcionalidad del sistema de abastecimiento de la planta de desalación.
 - Sistema de producción de energía mediante el recurso solar:
 - Estudio del recurso solar en la ubicación seleccionada.

- Selección del modelo del módulo solar e inversor.
- Determinación del número de módulos solares por rama, número de ramas en paralelo y el número de grupos para lograr la generación energética objetivo.
- Selección del porcentaje del consumo energético total de la EDAM que asumirá cada sistema renovable.
- Análisis de coste económico e impacto ambiental.
 - Análisis del coste económico de inversión de la planta de desalación y del sistema eólico y solar.
 - Estudio de la rentabilidad económica de la planta de desalación, del sistema eólico y el sistema solar fotovoltaico.
 - Análisis del ahorro económico en la producción de energía eléctrica mediante combustibles fósiles.
- Impacto ambiental de los sistemas de desalación y producción de energía mediante energías renovables.
 - Estudio de las emisiones de gases contaminantes.

No se tendrá en cuenta en el proyecto los siguientes apartados:

- Instalación de contraincendios, saneamiento, climatización, eléctrica, electrónica (automatización y control).
- Elaboración y planificación de proyecto de obra civil.
- Dimensionado de las tuberías en el bastidor de membranas y disposición de los equipos en la planta de la instalación.
- Dimensionamiento físico-químico de los sistemas de pretratamiento y postratamiento de la EDAM.
- Elementos de control y distribución.
- Análisis químico-biológico del agua disponible cerca de la ubicación seleccionada.
- Estudio de seguridad y salud.
- Pliego de condiciones.
- Estado de mediciones.

Todos los apartados expuestos anteriormente en los diferentes apartados son los aspectos necesarios para poder llevar a cabo el estudio que se plantea en este TFG, en el cual se analizará y se dimensionarán los equipos y sistemas para poder llevar a cabo el proceso de desalación y la obtención de la energía de origen renovable.

Por tanto, obtendremos unos resultados de consumos específicos, consumos totales y costes económicos, los cuáles, se analizarán con el objetivo de verificar que esos valores sean próximos a los obtenidos en otros estudios del mismo ámbito. Con todo lo anterior presente, se observará la aproximación a la realidad que resultará el presente proyecto entendiendo el mismo como un estudio general con un enfoque

fundamentalmente académico y que no tiene el rango de proyecto ejecutable.

3. ANTECEDENTES

3.1. Problema del agua a nivel mundial

El agua que está disponible para ser utilizada por parte del ser humano procede esencialmente de la lluvia. En este aspecto, se produce un reparto dispar en la Tierra. La diversidad climatología del planeta produce un desequilibrio en las precipitaciones, existiendo zonas con recursos hídricos elevados (Norteamérica, Sudamérica o Asia) y otras con escasez extrema (Medio Oriente o Norte de África).

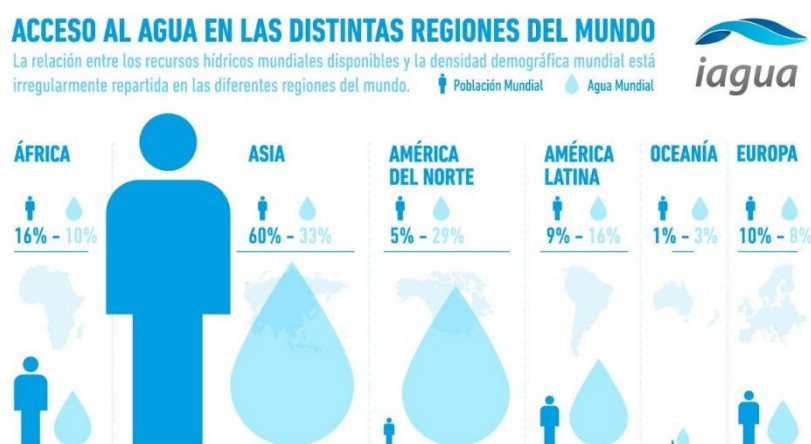


Figura 3.1: Acceso al agua en distintas regiones del mundo. Fuente: iagua.es

El incremento de la población a nivel mundial y el aumento de la demanda de agua, junto a la limitación de los recursos hídricos, plantea un extenso debate en el que destaca la investigación de alternativas que permitan mitigar la necesidad de agua que, siguiendo la progresión actual, pronostica que el mundo sufrirá un déficit del 40% ante la demanda prevista y el agua disponible en 2030.

Según un informe de la ONU, más de 1.000 millones de personas carecen de acceso a agua y a otros 2.700 millones le falta por lo menos un mes al año; también, la ONU en el Foro Mundial del Agua, celebrado en Brasilia del 19 al 23 de marzo de 2018, expuso que la escasez de agua afectará a 5.000 millones de personas desde ese año hasta 2050 a consecuencia del cambio climático, el aumento de la demanda y la contaminación del suministro.

En este informe de la ONU se destaca que la demanda de agua se ha multiplicado por seis en los últimos cien años y que crece a un ritmo del 1% anual en función del aumento de la población, del desarrollo económico y los patrones de consumo. Señala además que la población

mundial, actualmente de 7.700 millones de personas, llegará en 2050 a entre 9.400 y 10.200 millones, que en más de un 60% estarán concentrados en las ciudades.

Un estudio del año 2014 sobre las 500 ciudades más grandes del mundo ya desvelaba que una de cada cuatro atravesaba una situación de «estrés de agua», ciudades como el caso de:

- Sao Paulo: 21,7 millones en alerta desde que en el año 2015 su principal embalse cayó por debajo del 4%.
- Pekín: escasez y alta contaminación.
- El Cairo: tiene una de las tasas más altas de agua contaminada.
- Moscú: contaminación por el legado industrial soviético.
- Miami: filtraciones del Océano Atlántico.
- Londres: masificación.
- Tokio: sólo llueve 4 meses al año y tiene 30 millones de habitantes.

Además, esta pequeña proporción de agua sufre un proceso de contaminación y sobreexplotación. Por ejemplo, la contaminación de los ríos se ha convertido en una de las principales desventajas del uso de este recurso hídrico. Degradan y contaminan el ecosistema y amenazan la salud y el sustento de las personas que depende de ellos.

Asimismo, los países con escasez de agua se ven obligados a sobreexplotar las fuentes de agua dulce para satisfacer las demandas de la población. Por el contrario, los países con abundancia presentan un consumo excesivo y poco racional.

La falta de recursos aumentará con el tiempo. El aumento de la población mundial está relacionado de forma directa con el consumo hídrico mundial. Habrá un aumento en las necesidades de agua humana, industrial y agrícola.

Ante esta situación, se deben buscar diferentes soluciones para reducir el consumo hidráulico y aumentar el aporte de recursos hídricos. En estos aspectos, el sector de la ingeniería jugará un papel fundamental. Debería intensificarse el desarrollo de diversas tecnologías que permitan el tratamiento tanto de aguas salobres como marinas, especialmente porque se trata de un recurso “inagotable” (96,5% del agua mundial).

Así, en diferentes países de todo el mundo, el establecimiento de sistemas de desalación ha permitido el suministro de agua para uso humano, industrial y agrícola.

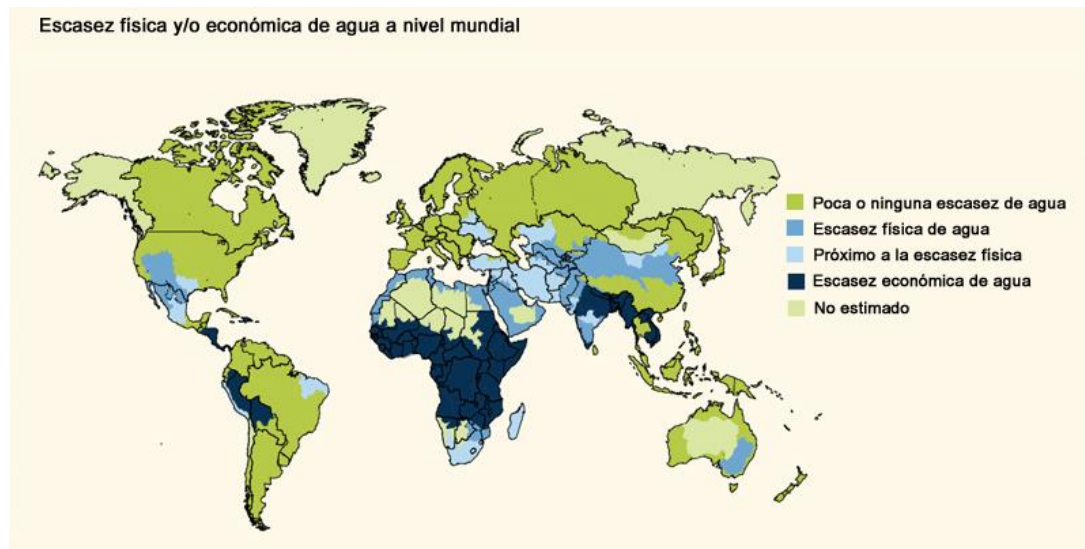


Figura 3.2: Escasez del agua a nivel mundial. Fuente: un.org

3.2. Problema del agua en Canarias

La situación geográfica y climática de las Islas Canarias es muy variable, dependiendo de la isla y la zona, siendo generalmente las más húmedas las islas situadas al oeste en comparación con las situadas al este, con escasez de lluvias y periodos largos de sequias.

Las aguas disponibles en Canarias son de tres tipos: las aguas superficiales, las aguas subterráneas y las aguas de producción industrial.

El agua superficial es agua de precipitación. Cuando llueve, el agua desciende desde los barrancos hacia el mar. Una parte se recoge en presas, estanques y embalses. En Canarias, debido al pequeño tamaño de su territorio y a la falta de precipitaciones, no existen ríos. Son muy pocos los cauces que llevan agua todo el año, como el arroyo de Taburiente en La Palma, el barranco del Infierno en Tenerife, el barranco de la Mina en Gran Canaria y el arroyo del Cedro en La Gomera.

Las islas de Gran Canaria y La Gomera son las que tienen mayor capacidad de retención porque sus suelos son más impermeables.

Otras islas, como Tenerife y El Hierro, debido a las pronunciadas pendientes y a la permeabilidad de los terrenos, presentan muchas dificultades para la construcción de presas.

El agua subterránea proviene de los acuíferos y puede salir a través de manantiales o artificialmente a través de galerías y pozos. Podemos considerar que cada isla constituye un acuífero único e independiente de los del resto de las islas. El agua de los acuíferos constituye una reserva que no es inagotable. Se recargan con la infiltración del agua de lluvia, pero si se extrae más de la que se filtra, se sobreexplota el acuífero, por lo que la reserva disminuye y el agua extraída baja en cantidad y calidad.

La demanda de agua en Canarias ha aumentado constantemente, debido al incremento de la superficie dedicada a cultivos de regadío, al crecimiento del turismo, urbano e industrial. Para satisfacer la creciente demanda se ha extraído agua del subsuelo en exceso. Como resultado, muchos manantiales se secaron y el agua de las galerías y los pozos cada vez disminuía más en cantidad y calidad. El territorio de las islas está expuesto a una desertificación severa.

Por esta razón, las iniciativas para el desarrollo económico deben evaluarse cuidadosamente, con el objeto de que el aumento de las necesidades de agua no comprometa la conservación del medio ambiente. El desarrollo de las islas debe ser un desarrollo sostenible, es decir, un desarrollo compatible con la conservación del medio ambiente.



Figura 3.3: Situación climática Islas Canarias. Fuente: agrega.juntadeandalucia.es

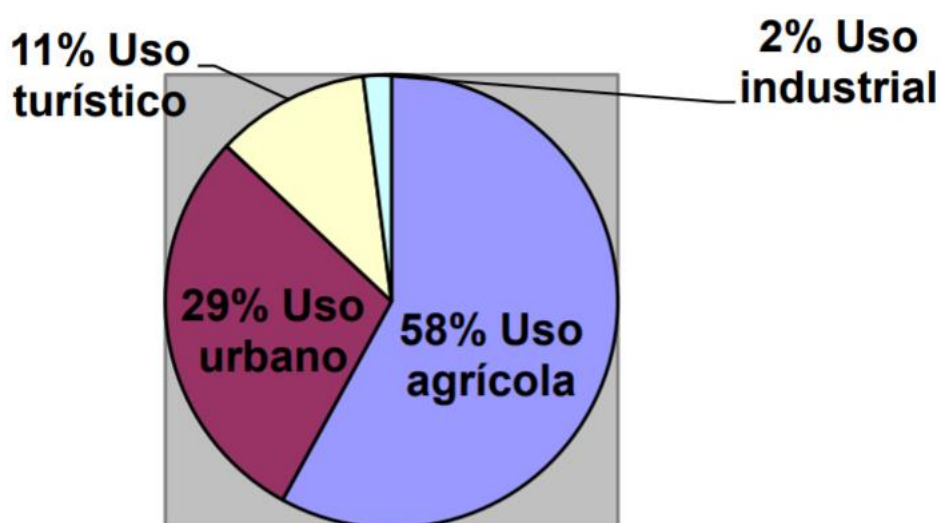


Figura 3.4: Consumo por sectores en Canarias. Fuente: gobiernodecanarias.org

3.3. Desalación en Canarias

La primera planta desaladora de agua de mar de Canarias y de España se instaló en la isla de Lanzarote, en 1964. Producía 2.500 m³/día de agua potable utilizando como proceso la Desalación súbita por efecto flash M.S.F. (Multiple Stage Flash Distillation en inglés, o Destilación Súbita Multietapa, en español).

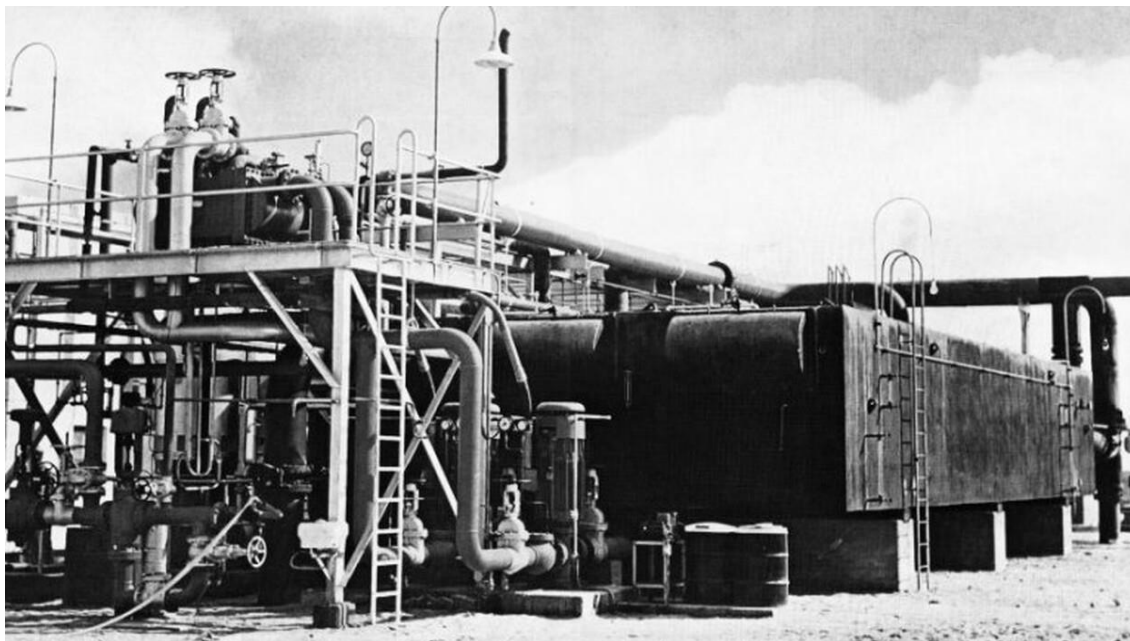


Figura 3.5: Desaladora Lanzarote 1964. Fuente: canarias7.es

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 2020 en Canarias, la totalidad del agua que se consume en Lanzarote y Fuerteventura procede de la desalación. En Gran Canaria el 86% del agua para consumo humano es desalada, con más de 45 instalaciones desaladoras que aportan a los sistemas de la isla cerca de 80 millones de

metros cúbicos de agua cada año. Tenerife es la isla con más recursos hídricos, pero aun así el 47% del consumo de los hogares procede de la desalinización a través de la osmosis inversa.



Figura 3.6: Estación desaladora de Granadilla de Abona en la actualidad. Fuente: fcca.es

Existen muchos proyectos impulsados por la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial licitando, por importe de 406.402,23 euros, tres servicios para la redacción de dos proyectos y un estudio sobre infraestructuras hidráulicas de La Graciosa, Fuerteventura y La Gomera. Así como trabajos para construir la Estación Depuradora de Aguas Residuales del Polígono Valle de Güímar.

3.4. Desalación y energías renovables

Baltasar Peñate Suárez, Jefe del Departamento de Agua del Instituto Tecnológico de Canarias, tiene una larga trayectoria de investigación para procurar que las energías renovables (EERR) aplicadas a la desalación alcancen el nivel de eficiencia necesario para hacerse competitivas. Según el experto, actualmente la desalación tiene un gran reto ambiental signado por la salmuera y la huella de carbono. “Hablamos de una tecnología altamente consumidora de energía que históricamente ha consumido energía fósil” dijo. No obstante, añadió que esta tecnología (desalación) tiene una ventaja que la diferencia de muchos otros procesos industriales y se trata de la modularidad. “Podemos hacer que la desalación se adapte a las energías disponibles en el lugar y almacenar el agua desalada para cuando no haya disponibilidad de esta fuente”. (“Instituto tecnológico de Canarias: Energías renovables y desalación” *Aladyr*, 21/08/2020. [En línea]. Disponible en: <https://aladyr.net/instituto-tecnologico-canarias-energias-renovables-y-desalacion>. (Accedido: 03/04/2021).



Figura 3.7: La planta desaladora de Soslares Canarias, S.L. produce exclusivamente para uso agrícola. Fuente: aladyr.net

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%.

4. NORMAS Y REFERENCIAS

4.1. Bibliografía

- [5] Formación, Bureau Veritas, Méndez Muñiz, Javier María y Cuervo García, Rafael (2011). Energía Solar Fotovoltaica. Madrid: FC Editorial.
- [6] Villarubia López, M. Ingeniería de la energía eólica. Marcombo Barcelona Técnicas. (2012).
- [8] C. Tejedor, "Introducción a la desalación por ósmosis inversa. Conceptos básicos," (2008).
- [9] J. Cabero García, "Proceso de des desalación de agua de mar mediante un sistema de ósmosis inversa de muy alta conversión en 3 etapas con recirculación de permeado y doble sistema de recirculación de energía" Tesis doctoral, Uni. Del País Vasco, España, 2015.

[12] Yunus A Çengel, Transferencia de Calor y Masa: Un Enfoque Práctico (3º Edición - McGraw Hill)

[13] M. Saphiro. Fundamentos de termodinámica técnica. 2º Edición. Barcelona: Editorial Reverté, 2004.

[14] A. Hernández García. "Dimensionado de una instalación de ósmosis inversa alimentada por energías renovables." Trabajo final de Grado, Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología, Univ. La Laguna, La Laguna, España, 2020.

[18] R. S. Timur, A. Corum, H. E. Okten, A. Coban, G. Demir, and T. Bozbura, Comparative cost analysis of pressure exchanger (PX) and turbine type energy recovery devices at seawater reverse osmosis (SWRO) plants J. Environ. Prot. Ecol., vol. 12, no. 3, pp. 1186–1194, 2011

4.2. Normativa

[1] Real Decreto 140/2003, de 7 de febrero, por el que se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano.

[2] Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. Tomo - I

[3] Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. Tomo - II

[4] Real Decreto-Ley 137/2018, de 17 de septiembre, por el que se aprueba definitivamente el Plan Hidrológico Insular de la Demarcación Hidrográfica de La Gomera.

[7] Ministerio de Sanidad y Política Social. Guía de Desalación: aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano. Centro de Publicaciones de la Secretaria General Técnica. (2009).

[10] DECRETO 6/2015, de 30 de enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias.

[11] Plan Hidrológico de Tenerife aprobado en 2015 2º Ciclo Vigente.

[15] Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

[16] Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

[17] Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[19] Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino. Aspectos económicos y financieros de la desalación. (2008)

[20] Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

[21] Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.

[22] Ley 4/2017, de 13 de julio, del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias.

[23] UNE-EN ISO 5455. Dibujos técnicos: Escalas.

[24] UNE 1027:1995. Dibujos técnicos: Plegado de planos.

[25] UNE 157001:2002, Criterios generales para la elaboración de proyectos.

4.3. Herramienta y software informáticos empleados

- Aplicación online para la selección de bombas del fabricante Grundfos.
- AutoCAD 2021.
- Google Maps.
- Herramienta online de selección de bombas “KSB EasySelect”, desarrollado por KSB .
- Herramienta online de selección de bombas “Wilo Select 4”, desarrollado por Wilo
- Herramienta online “Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador” del Instituto Tecnológico de Canarias.
- Hoja de cálculo Danfoss iSave Select para el dimensionamiento del dispositivo de recuperación de energía del fabricante Danfoss.

- Hoja de cálculo PX-POWER-SELECTOR para el dimensionamiento del dispositivo de recuperación de energía del fabricante Energy Recovery.
- IDECanarias visor 3.0 de Grafcan.
- Microsoft Office Excel.
- Microsoft Office Word.
- Recurso online para la selección de bombas Affinity del fabricante Flowserve.
- Software de cálculo de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red facilitado por el libro Formación, Bureau Veritas, Méndez Muñiz, Javier María y Cuervo García, Rafael (2011). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: FC Editorial.
- Software de dimensionado de membranas Q+ Projection Software del fabricante LG Chem NanoH2O™.
- Software Google Earth.

4.4. Referencias electrónicas

- Aerogeneradores Dewind: www.dewindco.com
- Aerogeneradores Enercon: www.enercon.de
- Agencia estatal de meteorología: www.aemet.es
- Bombas Flowserve: www.flowserve.com
- Bombas Grundfos: www.es.grundfos.com
- Bombas KSB: www.ksb.com
- Bombas Wilo: www.wilo.com
- Cabildo de La Gomera: www.lagomera.es
- Consejo Insular de Aguas de La Gomera: www.aguasgomera.es
- Consejo Insular de Aguas de Tenerife: www.aquastenerife.org
- Danfoss: www.danfoss.com
- Energy Recovery: www.energyrecovery.com
- Gobierno de Canarias: www.gobiernodecanarias.org
- Visor Grafcan: www.visor.grafcan.es
- Instituto Canario de Estadística: www.gobiernodecanarias.org/istac/
- Instituto Nacional de Estadística: www.ine.es
- Instituto Tecnológico de Canarias (ITC): www.ine.es
- ITC. Recurso eólico: www.itccanarias.org/recursoeolico/
- Puertos del Estado: www.puertos.es
- Red Eléctrica de España: www.ree.es/es
- Repositorio institucional de la Universidad de La Laguna: www.riull.ull.es
- Sede Electrónica del Catastro: www.sedecatastro.gob.es
- The Wind Power: www.thewindpower.net
- Water Treatment Solutions: www.lenntech.es

5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

5.1. Definiciones

- Agua producto o permeado: es el agua desalada después de realizar el proceso de ósmosis inversa.
- Agua de rechazo o salmuera: es el residuo que se produce después de realizar el proceso de ósmosis inversa. Su contenido en sales es elevado.
- Bomba: Equipo que impulsa un caudal de fluido líquido venciendo una altura útil o hidráulica.
- Caudal de captación: caudal de agua que es captado por la bomba sumergible en el pozo de captación.
- Caudal de alimentación: caudal de agua que se introduce en el bastidor de membranas tras la fase de pretratamiento.
- Conversión o tasa de recuperación: es la relación entre el agua producto y el agua de alimentación.
- Consumo específico: es el consumo eléctrico de la planta de desalación por metro cúbico producido.
- Costes de inversión por unidad de potencia específica. Se engloban los costes asociados a los equipos, a la obra civil y a las instalaciones pertinentes. Suelen expresarse en €/kW instalado.
- Costes de operación y mantenimiento por unidad de consumo específico. Son costes variables asociados a la explotación y al mantenimiento de las instalaciones y de los equipos. Se expresa en €/MWh año.
- Costes de desmantelamiento. Costes asociados al desmantelamiento de las instalaciones al final de la vida útil.
- Consumo específico: parámetro de la planta que indica la relación entre el consumo energético por m³ de agua permeada.
- Necesidades hídricas: es la cantidad de agua que se debe aportar a un cultivo para optimizar su desarrollo.
- Paso de sales: Cociente entre la concentración de sales en el permeado con respecto al promedio de concentración de sales en la alimentación.
- Presión osmótica: la presión que se debe aplicar a una solución para detener el flujo neto de disolvente a través de una membrana semipermeable.
- Salmuera o rechazo: agua rechazada por las membranas con alto contenido en sales.
- Silt Density Index: Índice obtenido a través de una prueba estandarizada para cuantificar el potencial de ensuciamiento.
- Turbidez: Parámetro medido a través de un nefelómetro que sirve para cuantificar el ensuciamiento del agua.

5.2. Abreviaturas

- AEE: Asociación Empresarial Eólica.
- AEMET: Agencia Estatal de Meteorología.
- EDAM: Estación desaladora de agua de mar.
- BAP o HPP: Bomba de alta presión.
- CV: Compresión de Vapor.
- ED: Electrodialisis.
- ERD: Energy Recovery Device (Dispositivo de Recuperación de Energía).
- ERI: Energy Recovery Inc.
- FC: Factor de carga.
- FCCA: Fundación Centro Canario del Agua.
- IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- ITC: Instituto Tecnológico de Canarias.
- MSF: Destilación Súbita Multietapa.
- TDS: Total Dissolved Solids (sólidos disueltos totales).
- TRI: Tasa de rentabilidad interna.
- tep: Tonelada equivalente de petróleo.
- OI: Ósmosis inversa.
- PAB: Payback actualizado.
- PGO: Plan General de Ordenación.
- RO: Reverse Osmosis (ósmosis inversa).
- SDI: Índice de Densidad de Sedimentos.
- SWRO: Seawater Reverse Osmosis (ósmosis inversa de agua de mar).
- VAN: Valor actual neto.

6. REQUISITOS DE DISEÑO

6.1. Requisitos del cliente peticionario

Es necesario plasmar y clarificar los distintos requisitos que se establecen para el diseño de la planta desaladora objeto del presente proyecto.

Principalmente, los requisitos establecidos directamente por el peticionario, en este caso la Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología (ESIT) de la Universidad de La Laguna, son el diseño de una planta desaladora de agua de mar que funcione mediante la tecnología de ósmosis inversa y sea alimentada energéticamente mediante energías renovables.

También se debe establecer un emplazamiento de acuerdo con los recursos renovables y necesidades hídricas de la zona, todo ello se deja a criterio del estudiante, que debe justificar correctamente la misma.

6.2. Situación y emplazamiento

La situación del emplazamiento de la estación desaladora de agua de mar es necesario que facilite la obtención tanto del recurso marítimo y el recurso renovable debido a que se debe favorecer al máximo el aprovechamiento de estos últimos; siempre atendiendo las restricciones que puede tener este en una hipotética ejecución real del proyecto realizado como puede ser la ordenación del territorio y las características del suelo, o el impacto medioambiental y sociocultural que pueda ocasionar.

No se ha tenido en cuenta la proximidad a otras EDAM debido a que la isla de La Gomera no existe ninguna actualmente así que queda descartado este estudio.

Este estudio se ha realizado en el Anexo II, donde se han considerado todos los factores anteriormente nombrados para encontrar la localización idónea como las necesidades hídricas y los recursos solar y eólico, concluyendo en la selección del municipio de San Sebastián de La Gomera, más concretamente en la zona industrial denominada U.A. El Calvario.

Para más información acerca de las ubicaciones seleccionadas véase el Anexo II.

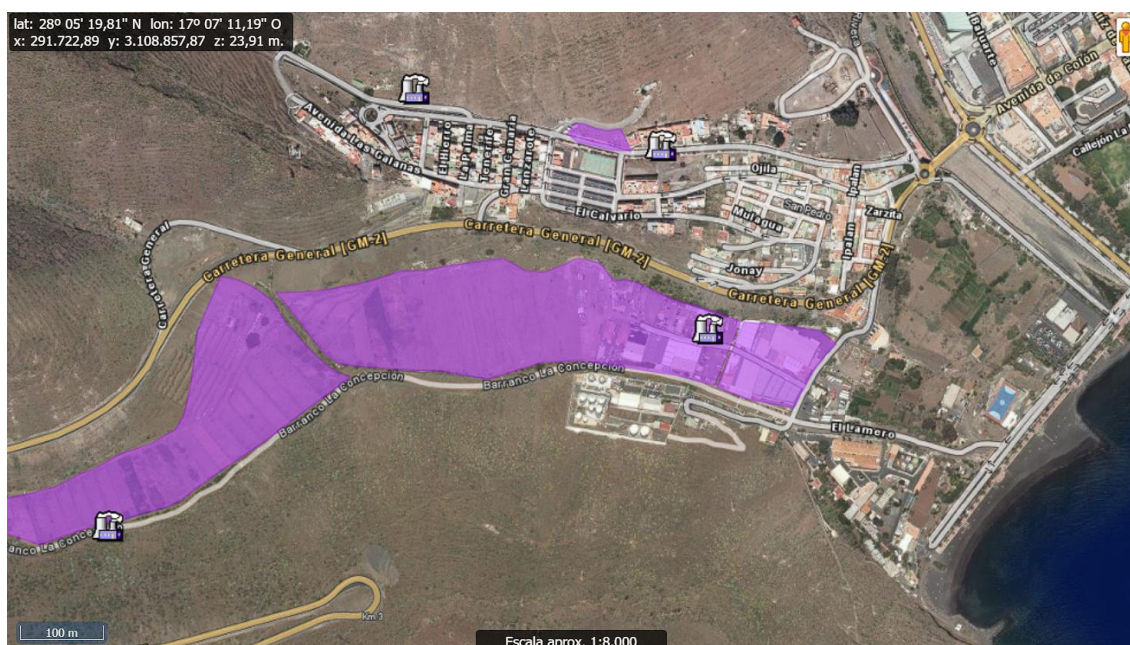


Figura 6.1: Zonas industriales Censo del Suelo Industrial de Canarias. Fuente: grafcan.es

6.3. Capacidad de producción de la EDAM

La capacidad establecida de la desaladora será de pequeña o media capacidad (2000-10000 m³/día). Toda la estación desaladora de agua de mar será dimensionada en función de este parámetro.

En el Anexo II se expone el objetivo de la demanda de suministro a satisfacer por la EDAM a diseñar. Mediante estimación a partir de los datos recopilados de las referencias [2] y [3], se determina que en año 2026 la demanda conjunta de los usos domésticas y hoteleras será de 2465 m³/día, por tanto, se decide diseñar la desaladora que se va a disponer en San Sebastián de La Gomera con una capacidad de producción de agua permeada de 2500 m³/día aportando un margen de seguridad ante posibles variaciones de la demanda.

6.4. Temperatura del agua captación

Es necesario conocer cuál es la temperatura media aproximada que tendrá el agua de captación en el municipio de San Sebastián de La Gomera debido a que influye directamente en diferentes parámetros como la viscosidad, el crecimiento biológico o la precipitación de sales.

En el recurso online 'Puertos del Estado', se buscan datos de la temperatura superficial del agua en la boya de Santa Cruz de Tenerife (fig. 6.2) que se trata de la más próxima al municipio de San Sebastián de la Gomera.

Recogiendo los datos referentes al periodo comprendido entre el 01/12/2020 hasta el 10/05/2021 se obtiene (fig. 6.3):

- $T_{\text{min}} = 19,3^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{max}} = 22,2^{\circ}\text{C}$



Boya de Santa Cruz de Tenerife		
Acceso a datos	Información	Últimas posiciones
Longitud	16.23° O	
Latitud	28.46° N	
Cadencia	60 Min	
Código	1421	
Profundidad	56 m	
Inicio de medidas	21-5-2009	
Tipo de sensor	Direccional	
Modelo	Triaxys	
Conjunto de datos	REDCOS	
Puertos del Estado		

Figura 6.2: Información acerca boya ubicada en Santa Cruz de Tenerife. Fuente: puertos.es

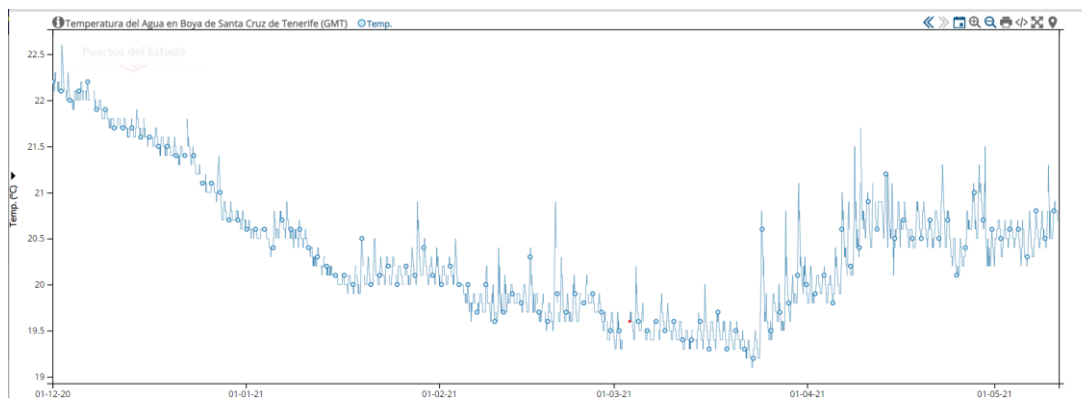


Figura 6.3: Gráfico de las temperaturas del agua en Boya de Santa Cruz de Tenerife en el periodo seleccionado. Fuente: puertos.es

La media resulta en 20,75°C, pero después se ha analizado otras fuentes de información y se ha concluido que la temperatura media superficial del agua en San Sebastián de La Gomera será de 21°C. El análisis en profundidad se encuentra disponible en el Anexo II.

6.5. Límites en la composición del agua para el consumo humano

Se tratará el agua de mar para obtener el agua para consumo humano. Este requisito, derivado de las condiciones del agua de mar, afecta directamente al dimensionado del sistema de desalación y de diferentes parámetros que vienen dados por el análisis iónico o composición salina del agua, el índice de turbiedad (SDI), y la temperatura del agua en la zona establecida.

COMPOSICIÓN QUÍMICA DE AGUA DE MAR	
Iones	
Sodio [mg/L]	11870
Potasio [mg/L]	451
Magnesio [mg/L]	1470
Calcio [mg/L]	431
Estroncio [mg/L]	10
Bario [mg/L]	0,02
Sulfatos [mg/L]	3148
Fluoruros [mg/L]	0,86
Cloruros [mg/L]	21280
Nitratos [mg/L]	0,7
Bicarbonatos [mg/L]	141,5
Boro [mg/L]	5,23
Bromo [mg/L]	0,5
Sílice [mg/L]	1,1
TDS Calculado	38824
pH	8

Tabla 6.1: Composición química del agua de mar. Fuente: Laboratorio Labaqua

Los de los parámetros expuestos van a depender el tipo de captación a utilizar, el pretratamiento, la selección de la cantidad y la tipología de las membranas, la conversión realizada y el consumo de los equipos de las instalaciones.

En cuanto a la composición del agua de mar en Canarias será como expresa la tabla 6.1 el análisis fue efectuado por el laboratorio Labaqua en la EDAM de Santa Cruz de Tenerife.

La temperatura del agua de mar se ha establecido en 21°C y se ha establecido que no varía a lo largo del año como hipótesis principal. Se dispone de más información en el apartado 6.2 del Anexo II del presente proyecto.

En cuanto al índice de turbiedad (SDI) se ha supuesto valores menores a 3 debido a que al seleccionar la captación de agua mediante pozos el agua de captación será de mejor calidad debido a la filtración natural que se realiza en el terreno.

Por otra parte, existen requisitos a cumplir de ámbito legislativo, destaca el [1] donde se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano. Se seleccionan los requisitos cuyos parámetros son conocidos en el análisis químico que se dispone, resulta la tabla 6.2.

	Valor límite
Boro	< 1 mg/L
Fluoruros	< 1,5 mg/L
Nitrato	< 50 mg/L
Amonio	< 0,5 mg/L
Cloruro	< 250 mg/L
Sodio	< 200 mg/L
Sulfato	< 250 mg/L
pH	€ [6.5, 9.5]

Tabla 6.2: Tabla resumen valores límites agua de consumo humano en nuestro proyecto.

Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.

7. ANÁLISIS DE SOLUCIONES

7.1. Ubicación

En primera estancia, se propuso acotar el diseño de la estación desaladora de agua de mar a la isla de Tenerife, pero tras el estudio de las diferentes alternativas en esa isla, se ha decidido acotar la ubicación a las Islas Canarias, todo ello dado que la normativa a aplicar será de carácter local, por tanto, será relativamente más fácil de obtener.

COMARCA	BALANCE HIDRÁULICO 2010					TOTAL (hm³)
	Producción	Abastecimiento: U + T + I + S	Riego agrícola	Recursos no utilizados	Δ de embalse	
	(hm³)	(hm³)	(hm³)	(hm³)	(hm³)	
0	0,12	0,07	0,00	0,05	0,00	0,0
I.1.A	3,94	1,26	8,74	0,48	0,11	-6,4
I.1.B	7,52	0,84	1,61	0,41	0,00	4,7
I.2	19,35	3,70	5,07	0,97	-0,08	9,5
II	31,59	12,92	8,23	1,20	-0,30	8,9
III.1	4,97	2,15	0,53	0,20	0,00	2,1
III.2	3,96	1,62	0,79	0,20	-0,02	1,3
III.3	6,07	4,31	8,85	0,58	-0,16	-7,8
IV	10,26	0,79	0,85	0,75	-0,07	7,8
V.1	14,60	30,88	1,16	1,14	0,00	-18,6
V.2	3,86	2,40	0,53	0,16	0,00	0,8
VI	15,43	5,88	5,68	0,20	0,01	3,7
VII.1	16,72	1,25	4,57	0,38	0,09	10,6
VII.2	6,86	4,09	3,69	0,21	0,18	-1,0
VII.3	16,25	14,85	11,15	1,63	0,08	-11,3
VIII.1.A	10,81	10,32	6,03	0,74	0,03	-6,3
VIII.1.B	19,96	3,73	14,69	1,16	0,13	0,5
VIII.2	5,21	1,81	1,49	0,49	0,00	1,4
TOTAL	197,46	102,86	83,66	10,95	-0,02	0,0

Figura 7.1: Balance hidráulico 2010 (antes del ajuste insular final). Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife

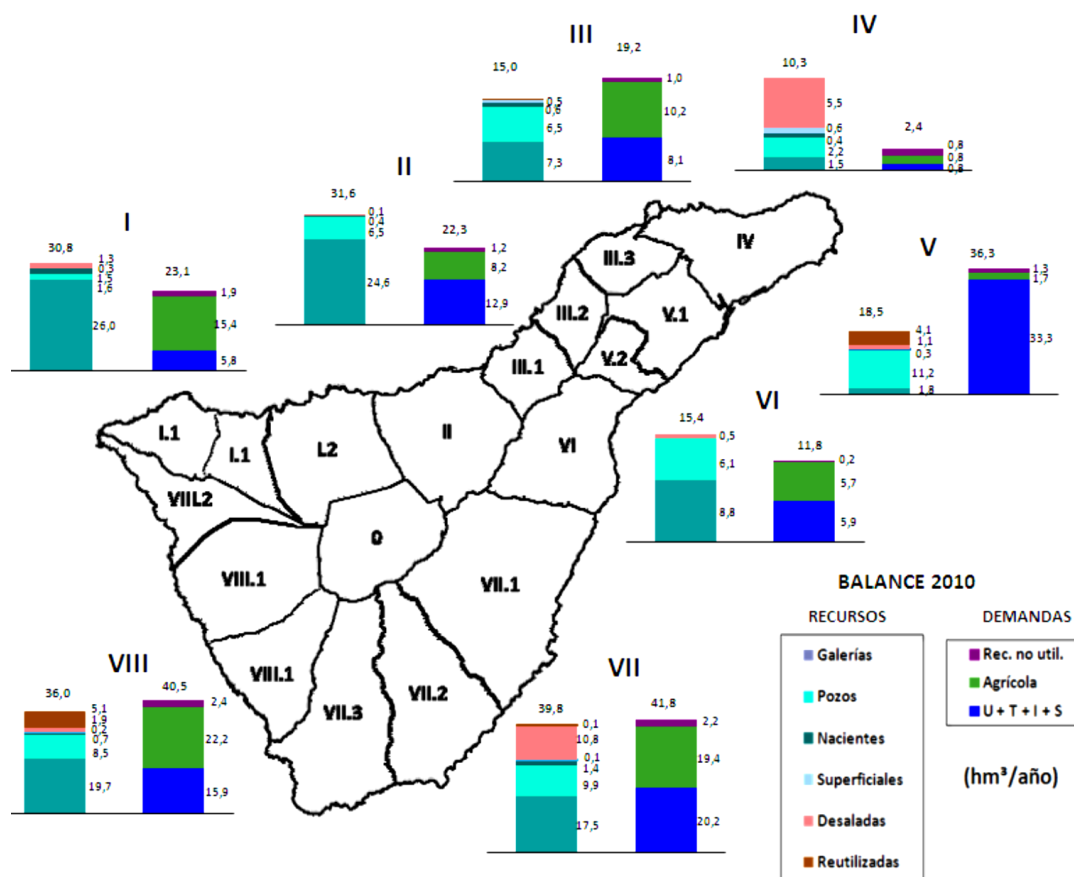
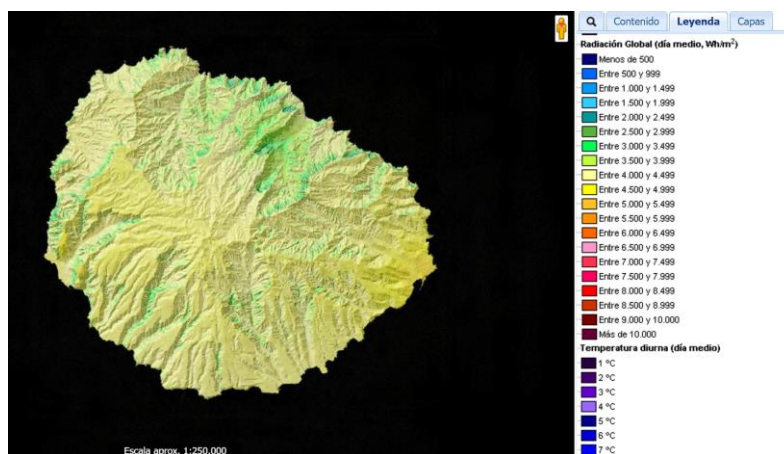
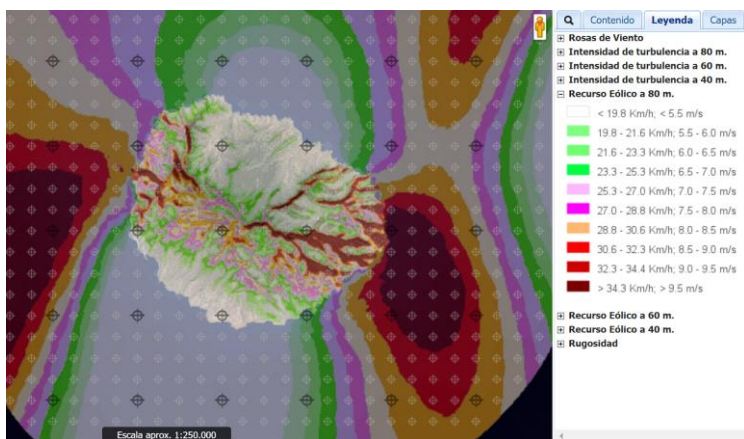


Figura 7.2: Distribución territorial de las demandas y los recursos (2010). Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife.

Teniendo en cuenta los datos facilitados por los diferentes planes hidrológicos de la isla de Tenerife y la isla de La Gomera, los datos acerca el potencial renovable de las islas y encontrar una ubicación diferente a los TFG de compañeros de otros años, se ha decidido descartar la ubicación de la EDAM en la isla de Tenerife debido, fundamentalmente, a la correcta gestión de los recursos hídricos y que los municipios que

actualmente se encuentran con déficit hídrico han sido solventados mediante desaladoras instaladas recientemente o algún compañero ya ha incidido sobre ese en su TFG. Véase capítulo 2 y 3 del Anexo II donde se analiza el balance hídrico de la isla de Tenerife y se estudia la posibilidad de disponer de la EDAM en un área comprendido entre Güímar y Las Eras.

La idea principal, para la obtención del recurso renovable, es la implantación de sistemas para la captación de la energía solar y la energía eólica, que son los principales recursos renovables con mayor potencial en las Islas Canarias, mediante un sistema de captación mixto (solar y eólica) para abastecer la instalación de la EDAM.



A través del análisis de los diferentes datos ya seleccionados, analizando el caso concreto de la isla de La Gomera y de sus recursos renovables (fig. 7.3 y 7.4), el municipio de San Sebastián de La Gomera cumple con todos los requisitos necesarios para la implantación de una EDAM en esta debido a que no disponen actualmente de ninguna, condiciones climáticas y geográficas idóneas para la ubicación de la EDAM:

- Dispone de un recurso eólico a 80 m de entre 8 y 9,5 m/s.
- Disposición del recurso solar de entre 4.500 y 5.499 (día medio, Wh/m²) de radiación global.

- Gran cantidad de pozos con grandes volúmenes de extracción anuales (250.000-350.000 m³/año).
- No se ubicará en un Espacio Natural Protegido.

A parte de ello, se han obtenido diferentes conclusiones extraídas del Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021 del [2], [3] donde se justifica la implantación de la EDAM para el ahorro del recurso de extracción de agua subterránea (fig. 7.5) para los diferentes usos. Todo ello expuesto en el punto 4.3 del Anexo II.

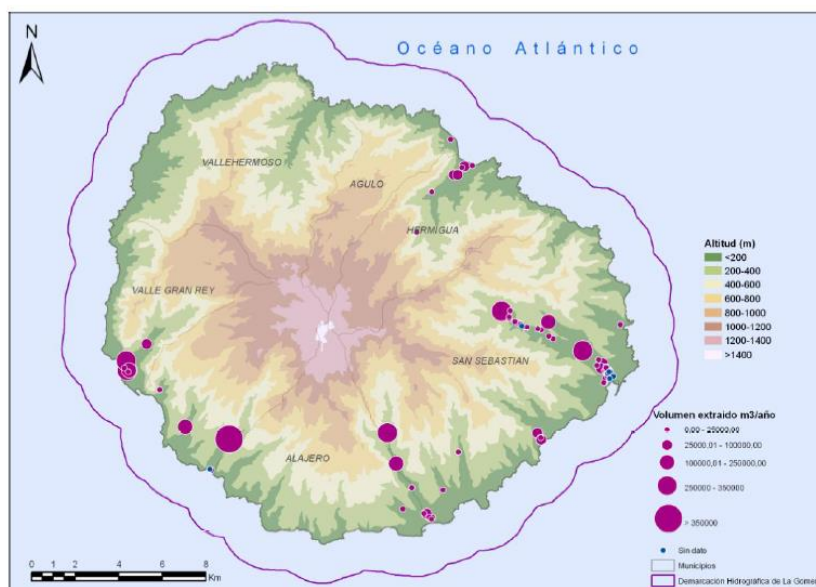


Figura 7.5: Volumen extraído de los pozos. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

7.2. Capacidad de producción

Tras haber elegido el municipio de San Sebastián de La Gomera para disponer la EDAM, es necesario realizar un estudio específico de los usos y demandas del agua, para ello nos apoyaremos en el [2], [3]. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021, donde se analiza los datos relacionados con el uso y demanda doméstica como:

- Población de San Sebastián de La Gomera y su progresión.
- Demanda neta y dotaciones para uso doméstico.

A posteriori, se ha realizado una estimación de la demanda neta del uso doméstico en el año 2026, representada en la table 7.1.

En cuanto al uso y demanda turísticos se ha analizado:

- Plazas hoteleras y extrahoteleras.
- Demandas netas y brutas del sector turístico.

Recopilando los datos de tendencia del consumo de este uso turístico, para el año 2026 resulta la tabla 7.2.

Año DOMESTICO	Valores Conocidos Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Incremento porcentual (%)	Valores Estimados Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Valores Estimados Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /día)
2015	504850	--	504850	1383
2021	526428	4,1%	526428	1442
2022	--	4,1%	548006	1501
2023	--	4,1%	570468	1563
2024	--	4,1%	593852	1627
2025	--	4,1%	618193	1694
2026	--	4,1%	643533	1763

Tabla 7.1: Estimación Demanda Bruta de Agua del turismo distribuida en 2026. Fuente: Elaboración propia a través de datos del Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

Año	Valores Conocidos Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Incremento porcentual (%)	Valores Estimados Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Valores Estimados Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /día)
2015	184836	--	184836	506
2021	195661	5,5%	195661	536
2022	--	5,5%	206486	566
2023	--	5,5%	217910	597
2024	--	5,5%	229966	630
2025	--	5,5%	242689	665
2026	--	5,5%	256116	702

Tabla 7.2: Estimación Demanda Bruta de Agua de uso doméstico distribuida en 2026. Fuente: Elaboración propia a través de datos del Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

Teniendo en cuenta posibles variaciones acerca la población y el consumo medio se decide dimensionar la EDAM para que produzca un caudal de agua permeada de 2500 m³/día.

7.3. Sistema de captación

Se ha seleccionado, para el sistema de captación, una captación de toma cerrada mediante pozos. El caudal total que deben de suministrar los pozos es de mínimo $5000 \text{ m}^3/\text{día}$, por tanto, se opta por disponer de tres pozos, dos que suministrarán cada uno $2500 \text{ m}^3/\text{día}$ y otro de reserva en el caso de avería para asegurar el suministro a la EDAM de agua de captación.

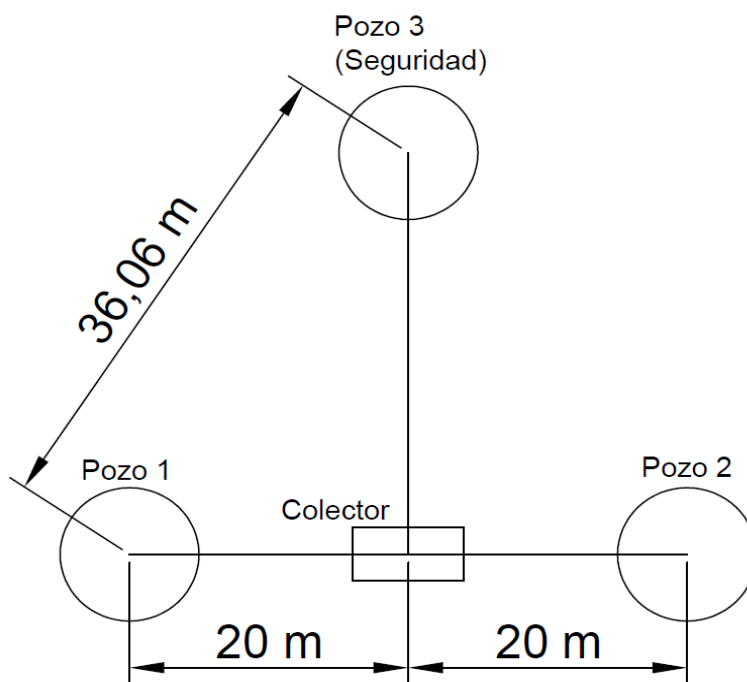


Figura 7.6: Disposición pozos de captación. Fuente: Elaboración propia.

7.3.1. Pozos de captación

Tras la elección de la parcela donde se ubicarán los pozos, observamos que se encuentra a 6,4 metros con respecto al nivel del mar (fig. 7.7), consultando el recurso online 'Puertos del Estado' observamos que la bajamar máxima será de -0,962 metros (fig. 7.8). Para más información véase el apartado 1.3 del Anexo IV.

7.4. Pretratamiento

Como se indicó en el alcance del actual proyecto, se indicará correctamente el pretratamiento que será necesario para introducir el agua de captación en el núcleo de membranas para que realice correctamente su función evitando posibles problemas que pueden derivar de introducir directamente el agua captada.



Figura 7.7: Cota del terreno seleccionado con respecto el nivel del mar. Fuente: grafcan.es

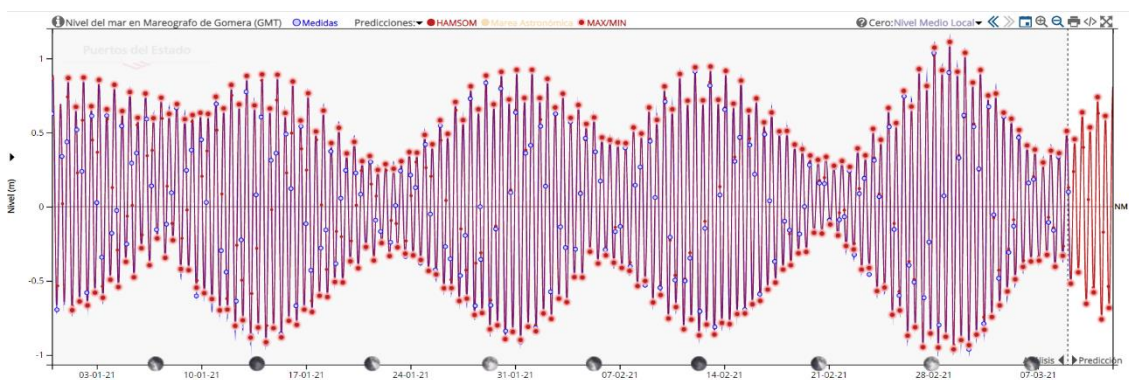


Figura 7.8: Nivel de marea desde el 31/12/2020 hasta 13/03/2021. Fuente: puertos.es

7.4.1. Pretratamiento físico

El pretratamiento físico consiste en la reducción de las partículas sólidas del agua de captación para garantizar que el agua de alimentación de las membranas posea un SDI₁₅ menor a 3. Para llevar a cabo este proceso, el agua atraviesa primero unos filtros de arena desilex que retendrá las partículas de hasta 0,1 mm y, posteriormente, atravesará unos filtros de cartuchos que poseen poros de entre 1 y 5 µm nominales.

Fase	Tipo de filtro	Pérdida de carga estimada
1	Filtros de arena	1 bar
2	Filtros de cartuchos	1 bar

Tabla 7.3: Estimación de pérdidas de carga del pretratamiento. Elaboración propia.

En la tabla 7.3 se estima las pérdidas de presión del fluido al atravesar estas. Se tendrá en cuenta a la hora de definir las presiones en la entrada

de la bomba de alta presión y presiones de salida de la bomba de captación.

7.4.2. Pretratamiento químico

El objetivo principal de disponer de un pretratamiento químico es fundamentalmente evitar la precipitación de sólidos o sales minerales, reducir el contenido de materia orgánica del agua, y reducir o eliminar la actividad biológica del agua de alimentación.

Para más información acerca los pretratamientos que se aplican véase el apartado 4.2 del Anexo III del presente proyecto donde se expone más específicamente cuáles son los pretratamientos disponibles para obtener el agua de alimentación objetivo.

El software Q+ Projection Software V3.1, solo permite introducir un pretratamiento químico para la regulación el pH mediante ácido sulfúrico (HCl), hidróxido de sodio (NaOH) o ácido sulfúrico (H_2SO_4), se ha escogido realizar una reducción desde 8 a 7 siendo lo más neutro posible mediante ácido clorhídrico.



Figura 7.9: Pretratamiento mediante ácido clorhídrico seleccionado. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

7.5. Núcleo de desalación

7.5.1. Dimensionado del bastidor de ósmosis inversa

Primeramente, para el diseño del núcleo de desalación es primordial la elección del fabricante, el modelo de las membranas que se van a disponer y su disposición distinguiendo el número de membranas por tubo de presión, el número de tubos de presión que tendrán las diferentes etapas, el número de etapas y el número de pasos.

Para llevar a cabo este diseño es fundamental que el fabricante escogido disponga de un software informático propio para facilitar el diseño a través de las membranas del propio fabricante, por ello se selecciona el fabricante de membranas LG Chem's NanoH2O™ y el dimensionado se realizará a través del software "Q+ Projection Software". El fabricante dispone de un amplio catálogo con diferentes modelos en función del objetivo de la desaladora (fig. 7.10) como el modelo GR (Great Rejection, gran rechazo) utilizado para aguas con alta salinidad o el modelo ES (Energy Saber, ahorro de energía) para un menor consumo específico.

Product	Size (Diameter)		Active Membrane Area		Permeate Flow Rate		Stabilized Salt Rejection	Stabilized Boron Rejection
	mm	inch	ft ²	m ²	gpd	m ³ /d	%	%
LG SW 400 R G2	200	7.9	400	37	9,000	34.1	99.88	93
LG SW 440 R G2	200	7.9	440	41	9,900	37.5	99.88	93
LG SW 400 SR G2	200	7.9	400	37	6,000	22.7	99.89	93
LG SW 440 SR G2	200	7.9	440	41	6,600	25.0	99.89	93
LG SW 400 GR G2	200	7.9	400	37	7,500	28.4	99.89	93
LG SW 440 GR G2	200	7.9	440	41	8,250	31.2	99.89	93
LG SW 400 SR	200	7.9	400	37	6,000	22.7	99.85	93
LG SW 440 SR	200	7.9	440	41	6,600	25.0	99.85	93
LG SW 400 GR	200	7.9	400	37	7,500	28.4	99.85	93
LG SW 440 GR	200	7.9	440	41	8,250	31.2	99.85	93
LG SW 400 R	200	7.9	400	37	9,000	34.1	99.85	93
LG SW 440 R	200	7.9	440	41	9,900	37.5	99.85	93
LG SW 400 ES	200	7.9	400	37	13,700	51.9	99.80	89
LG SW 440 ES	200	7.9	440	41	15,070	57.0	99.80	89
LG SW 4040 R	100	3.9	80	7.4	1,950	7.4	99.7	-

Figura 7.10: Catálogo de membranas del fabricante LG Chem´s NanoH2O™. Fuente: lgchem.com

A la hora de empezar con el diseño, hay determinados parámetros que se han determinado anteriormente como es la temperatura del agua y la capacidad de la planta, aunque, no es posible conocer el pH y el análisis de la composición del agua de alimentación del núcleo de membranas, es por ello, que se utilizó el análisis del Laboratorio Labaqua expuesto en la tabla 6.1 que se realizó para la desaladora de Santa Cruz de Tenerife, se trata del único análisis disponible que posibilita el diseño con datos más precisos de la ubicación.

Otras medidas que son necesarias introducir se trata de diferentes parámetros de empeoramiento de las membranas expuestos en la figura 2.2 del Anexo III junto con el agua con un SDI (índice de fouling o Silt Density Index) menor de 3 como se determinó en el pretratamiento, otro será la edad de las membranas y la conversión.

Primero, se ha realizado el estudio introduciendo los parámetros anteriores, suponiendo un rendimiento perfecto de la bomba de alta presión y sin ningún sistema de recuperación de energía. Se ha determinado que el diseño se realizará mediante un solo paso y una etapa

debido a que es suficiente para obtener la calidad de agua establecida por los límites impuestos en la referencia [1], por los que se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano.

Mediante diferentes reiteraciones se ha ido obteniendo el agua producto objetivo cumpliendo los valores de las cantidades de boro, cloruro y sodio que serán los elementos que marcarán la diferencia entre que el agua pueda ser de consumo humano y que no lo sea. Se obtuvieron los resultados expuestos en la tabla 7.4 teniendo en cuenta diferentes límites impuestos por el programa en la guía de diseño (fig. 7.11)

Modelo membrana	N.º membranas	N.º Tubos de presión	
		6 membranas/tubo de presión	7 membranas/tubo de presión
LG SW 400 SR	196-231	33-38	28-33
LG SW 440 SR	180-210	30-35	26-30
LG SW 400 GR	152-182	26-30	22-26
LG SW 440 GR	144-168	24-28	21-24
LG SW 400 R	132-156	22-26	19-22
LG SW 440 R	120-144	20-24	18-20
LG SW 400 ES	ERROR	ERROR	ERROR
LG SW 440 ES	ERROR	ERROR	ERROR

Tabla 7.4: Resumen de resultados obtenidos. Fuente: Elaboración propia

En el apartado 2.6 del Anexo III se analizará cada uno de los tipos de membranas obteniendo diferentes conclusiones entre las que se destacan dos, la primera se trata de que el número de tubos de presión es directamente proporcional al consumo específico, es decir, a mayor número de tubos de presión, mayor es el consumo específico, para el caso del número de membranas por tubo de presión mínimos para obtener los resultados de acuerdo a los límites establecidos por la referencia [1], por el que se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano. La segunda conclusión, es que con el modelo de membrana modelo LG SW 440 GR se obtienen los menores consumos específicos, que es el objetivo principal del sistema (tabla 7.5), y cumple con los parámetros mínimos para catalogar al agua permeada apta para consumo humano.

LG SW 440 GR							
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)	Cloruro (ppm)	Boro (ppm)	Consumo específico (kWh/m ³)
40	6	28	168	146,88	86,79	0,99	4,16
	7	24	168	145,49	86,07	0,99	4,16
41	6	27	162	143,52	84,91	0,97	4,14
	7	23	161	141,21	83,54	0,96	4,15
42	6	27	162	145,53	86,1	0,99	4,08
	7	23	161	143,15	84,69	0,97	4,09
43	6	26	156	142,08	84,06	0,97	4,08
	7	23	161	145,17	85,88	0,98	4,03
44	6	26	156	144,16	85,29	0,98	4,03
	7	23	161	147,27	87,13	0,99	3,98
45	6	26	156	146,33	86,58	0,99	3,98
	7	22	154	142,83	84,5	0,97	3,99
46	6	25	150	142,74	84,45	0,97	3,99
	7	22	154	144,99	85,78	0,98	3,94
47	6	25	150	144,98	85,77	0,98	3,95
	7	22	154	147,21	87,09	0,99	3,91
48	6	25	150	147,32	87,16	0,99	3,91
	7	21	147	142,58	84,35	0,97	3,93
49	6	24	144	143,63	84,98	0,97	3,93
	7	21	147	144,9	85,73	0,98	3,89
50	6	24	144	146,07	86,42	0,98	3,9
	7	21	147	147,33	87,17	0,99	3,86

Tabla 7.5: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 GR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

Design Guideline (Metric)

Raw Water Source	RO Perm.	Brackish		Brackish		Seawater		Seawater		Waste Tertiary	Waste Tertiary
Intake/Pretreatment Type	RO	Well Intake		Surface Intake		Well Intake, UF/MF with Surface Intake		Conv. with Surface Intake		MF/UF	Conv.
Fouling Potential	None	Low	High	Low	High	Low	High	Low	High	High	High
Feed Water Parameters											
SDI (@ 15min % time)	1	3		5		3		5		3	5
Typical TOC (ppm as C)	0.5	2		3		2		2		5	5
Maximum BOD (ppm as O ₂)	1	4		6		4		4		10	10
Maximum COD (ppm as O ₂)	1.5	6		9		6		6		15	15
Design Parameters											
System Average Flux (lmh)	34	27	25	21	18	15	13	13	12	18	15
Element Average Flux (lmh)	56	42		32		35		32		28	24
Recommended Element Polarization	1.3	1.2		1.2		1.2		1.2		1.2	1.2
Q+ Projection Software Design Alarm Conditions											
Maximum Element Flux (lmh)	47.6	42.5		32.3		35.7		32.3		27.2	23.8
Maximum Element Recovery (%)	30	20		16		16		14		13	12
Maximum Element Feed Flow (m ³ /hr)	18.2	18.2		18.2		18.2		18.2		18.2	18.2
8" Minimum Element Concentrate Flow (m ³ /hr)	2.3	3.0		3.2		3.0		3.2		3.4	3.4
4" Minimum Element Concentrate Flow (m ³ /hr)	0.5	0.7		0.7		0.7		0.7		0.7	0.9
Maximum ΔP per Vessel (bar) for 7 Elements Length	3.5	3.5		3.5		3.5		3.5		3.5	3.5
Maximum ΔP per Element (bar)	1.0	1.0		1.0		1.0		1.0		1.0	1.0
Polarization Index	1.3	1.2		1.2		1.2		1.2		1.2	1.2

Figura 7.11: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Manual de diseño. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

Para dimensionar el dispositivo ERD (dispositivo de recuperador de energía), se consulta a los dos principales fabricantes de estos en el mercado global: el fabricante Energy Recovery que proporciona un software informático mediante una hoja de Excel para el cálculo llamado ERI™ PX™ POWER MODEL (fig. 7.12) y el fabricante Danfoss que proporciona también una hoja de Excel denominada Danfoss iSave Selection Tool (fig. 7.14).

Para la selección de este dispositivo de recuperación de energía es necesario conocer el consumo específico de cada uno. Por parte del fabricante Energy Recovery, se proporciona una información estimada acerca de las eficiencias que tendrá tanto la bomba de alta presión (fig. 7.13), como la bomba de recirculación (fig. 7.15), a diferencia del fabricante Danfoss, cuyo dispositivo iSave 50 posee una unidad compacta con el intercambiador de presión isobárico, la bomba booster y el motor integrado. Por tanto, es necesario obtener el consumo específico del fabricante Energy Recovery mediante la selección de una bomba de recirculación de un fabricante de bombas.

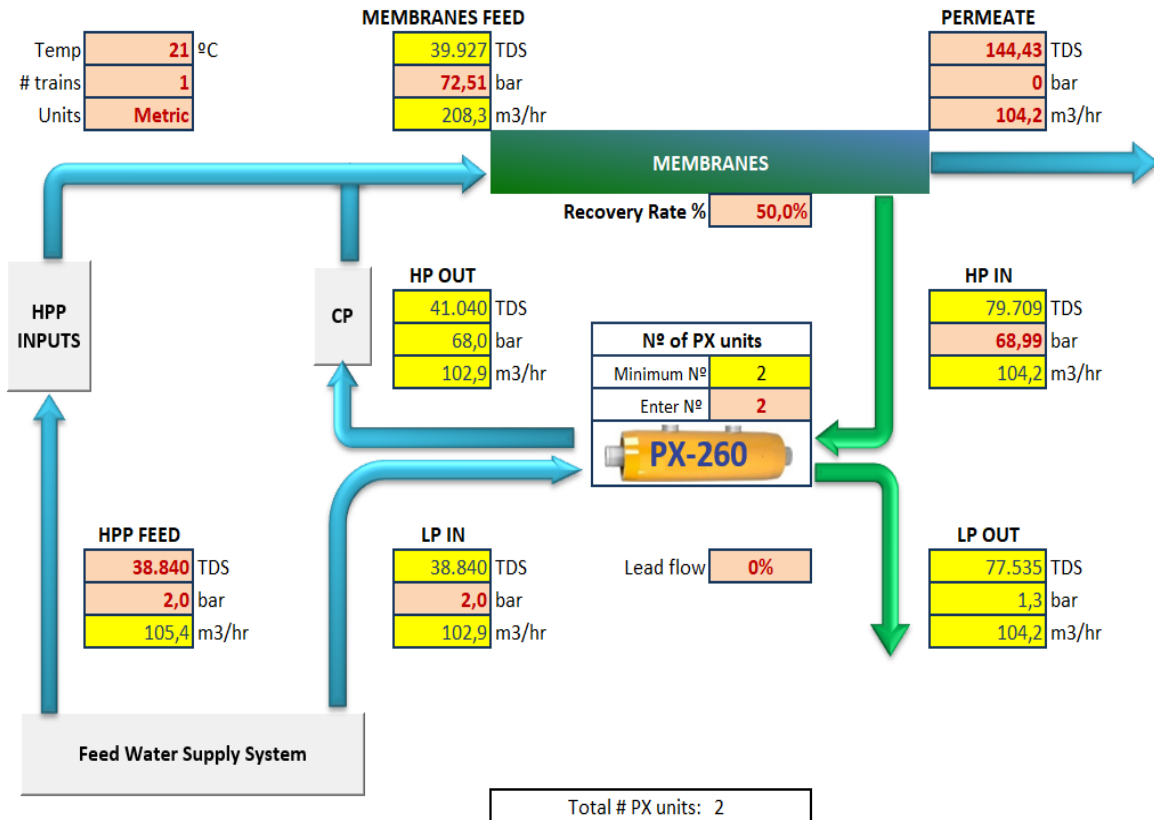


Figura 7.12: Interfaz del Excel del fabricante Energy Recovery con todos los valores definitivos. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL

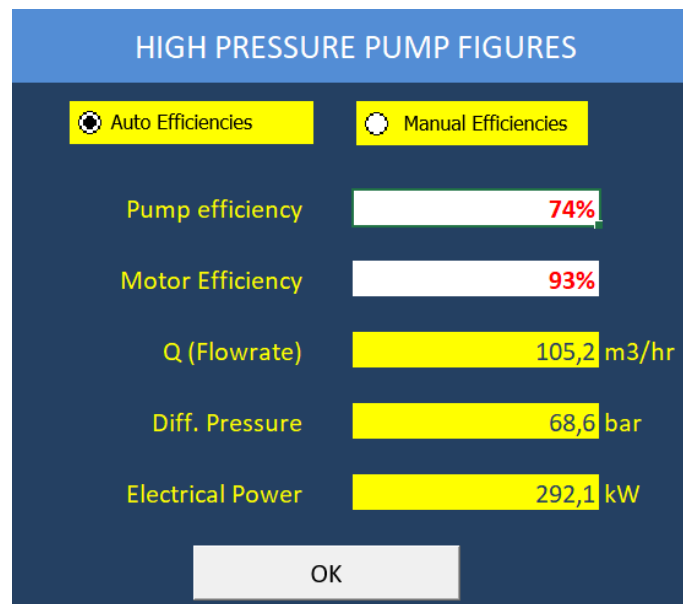


Figura 7.13: Parámetros de la bomba de alta presión. Fuente: ERI™ PXT™ POWER MODEL

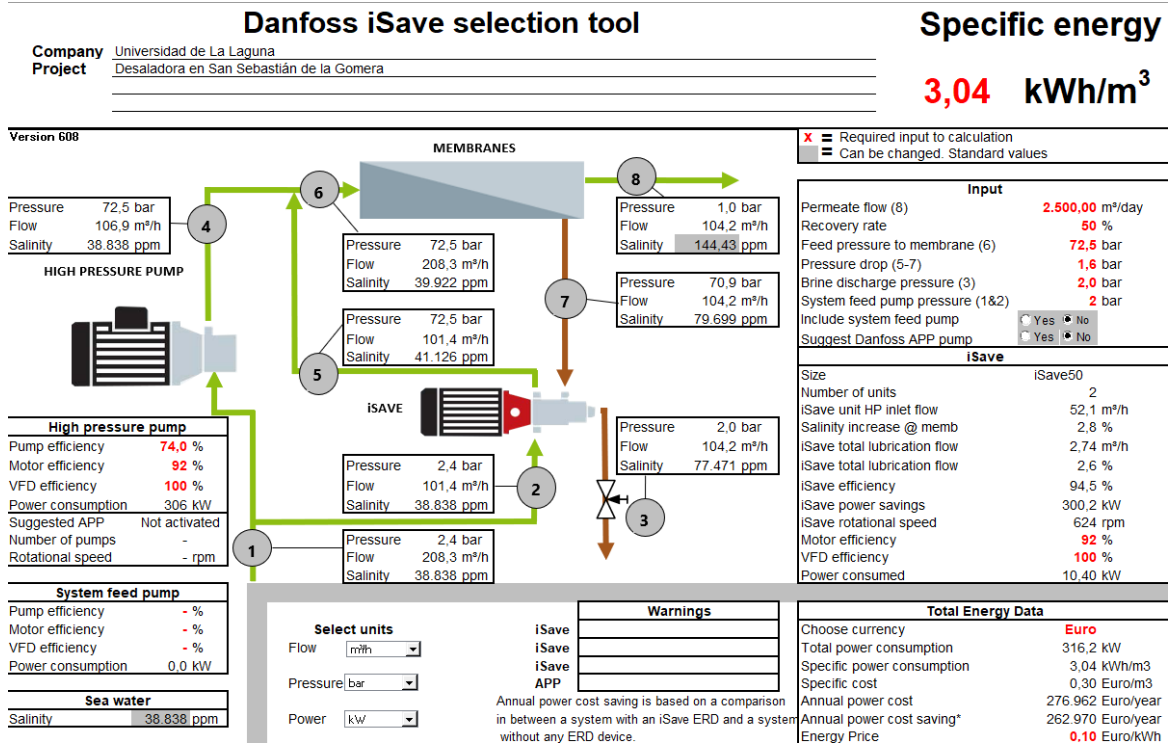


Figura 7.14: Interfaz del Excel del fabricante Danfoss con todos los valores introducidos.
 Fuente: Danfoss iSave Selection Tool

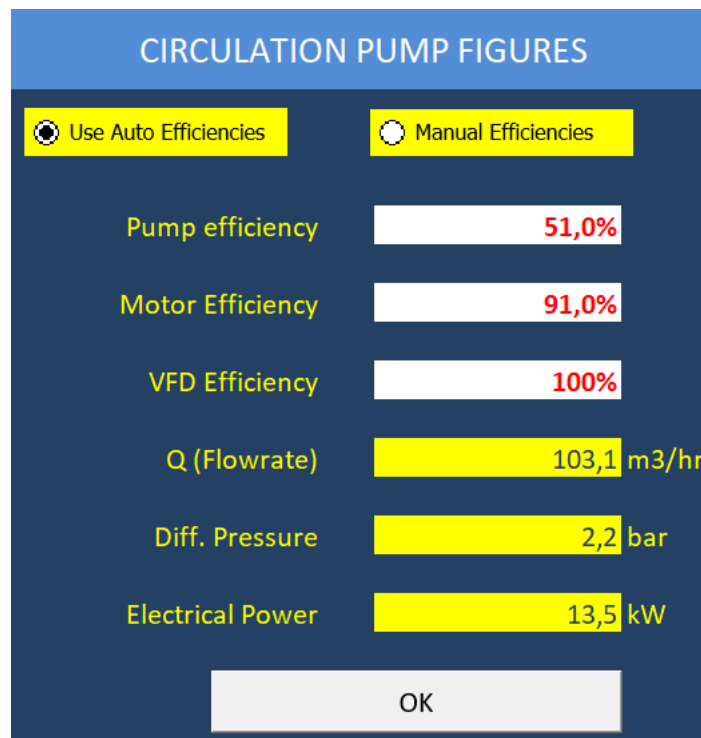


Figura 7.15: Parámetros de la bomba de recirculación. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL

7.6. Postratamiento

Como en el caso del pretratamiento, el postratamiento que será necesario realizar al agua solo será indicado. El agua producto del núcleo de membranas poseerá una alcalinidad y dureza pobres, será necesario realizar una serie de tratamientos para adecuarlos a la tabla 6.2 cumpliendo los valores límites expuestos en la referencia [1].

Para más información acerca los pretratamientos que se aplican véase el apartado 5 del Anexo III del presente proyecto donde se expone más específicamente cuáles son los postratamientos disponibles para obtener el agua de permeado objetivo y cumplir con la normativa técnico-sanitaria.

El programa informático LG Chem's NanoH2O™ no dispone de ninguna función para poder dimensionar un correcto proceso de postratamiento.

7.7. Longitudes características de los diferentes tramos del sistema

El análisis de las diferentes longitudes que se tomaran para cada tramo se realizará mediante el recurso web Google Earth debido a tiene en cuenta cómo se dispone la orografía del lugar contando con los desniveles existentes.

En el apartado 4.3 se expone al detalle las diferentes longitudes que deberán tener en cuenta en los tramos de captación, alimentación, distribución y rechazo. En la tabla 8.2 del presente anexo se muestran las longitudes mínimas que se debe de disponer.

7.8. Dimensionado del sistema de distribución

Es necesario determinar la localización del depósito de regulación que se encargará de abastecer a la población para el dimensionado del sistema de distribución, para ello es necesario identificar los ya existentes a través del Apéndice 2 del Plan Hidrológico de La Gomera, Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021, Memoria de Información – Tomo II realizado por el Consejo Insular de Aguas de La Gomera donde localizamos el Depósito La Hoya 2 (fig. 7.16) que posee las siguientes características:

- Volumen: 7000 m³.
- Cota: 205 metros.
- Dimensiones: Rectangular (65x28x4) metros.
- N.º de Vasos: 2.
- Entrada: Superior independiente a cada vaso sin regulación.
- Salida: Inferior independiente a cada vaso de regulación.

- Hacia: Camino Puntallana, Camino San Cristóbal, El Faro y Avenida José Aguar.
- Desagüe de fondo: Disponible.
- Cloración: Clorador automático con red eléctrica.
- Conservación: Buena.



Figura 7.16: Imagen del depósito de La Hoya 2. Fuente: camaradeaguas.com

El depósito de La Hoya 2 se puede conectar al depósito de La Gallarda por gravedad, esto se explica en el capítulo 3 del Anexo IV donde se dispone de la información del depósito de La Gallarda y el perfil del terreno para su conexión con el depósito de La Hoya 2. Se determina que la cota a vencer es de 205 metros y se tiene una longitud total aproximada de 2000 metros, esta distancia es más reducida de lo que nos muestra la figura 7.17 debido a que no se toma en cuenta la elevación existente en la primera montaña que se encuentra la tubería ya que se supone que se realizará una obra civil para evitar esta elevación montañosa (véase apartado 4.4.3 del Anexo IV).

7.9. Gestión del rechazo de salmuera

En el apartado 2 del Anexo IV y en el apartado 3.5 del Anexo I se explican las diferentes opciones que se disponen para realizar el vertido. En el proyecto planteado en San Sebastián de la Gomera se ha decidido utilizar una disolución mediante un emisario submarino para evitar unos posibles daños a las especies marinas presentes en el litoral de costa más cercano a la desaladora.

Para dimensionar el sistema de vertido se determinó la profundidad y la longitud de la isóbara más cercana haciendo uso del visor Grafcan en colaboración con el Instituto Canario de Oceanografía, Por tanto, se obtiene que se encuentra a una distancia de 1,55 km (fig. 7.18) con respecto la estación desaladora y una profundidad de 25 m (fig. 7.19) con

respecto el nivel del mar, lo necesario según la bibliografía consultada por tanto no es necesario aumentar la longitud de la tubería.



Figura 7.17: Distancia total del tramo de distribución estimada. Fuente: earth.google.com

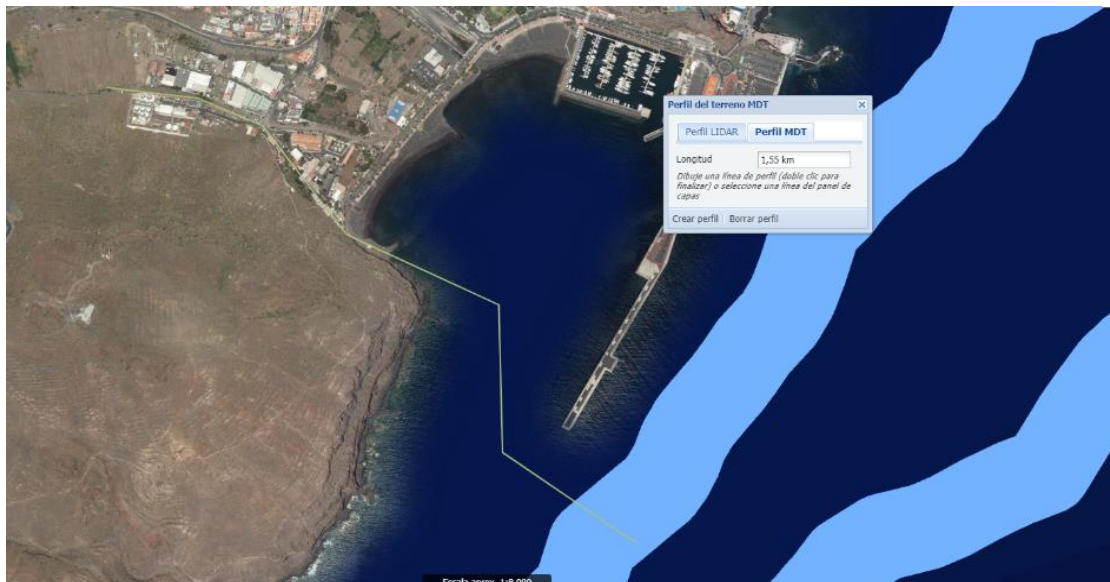


Figura 7.18: Longitud hasta emisario submarino más cercano a la desaladora. Fuente: grafcan.es

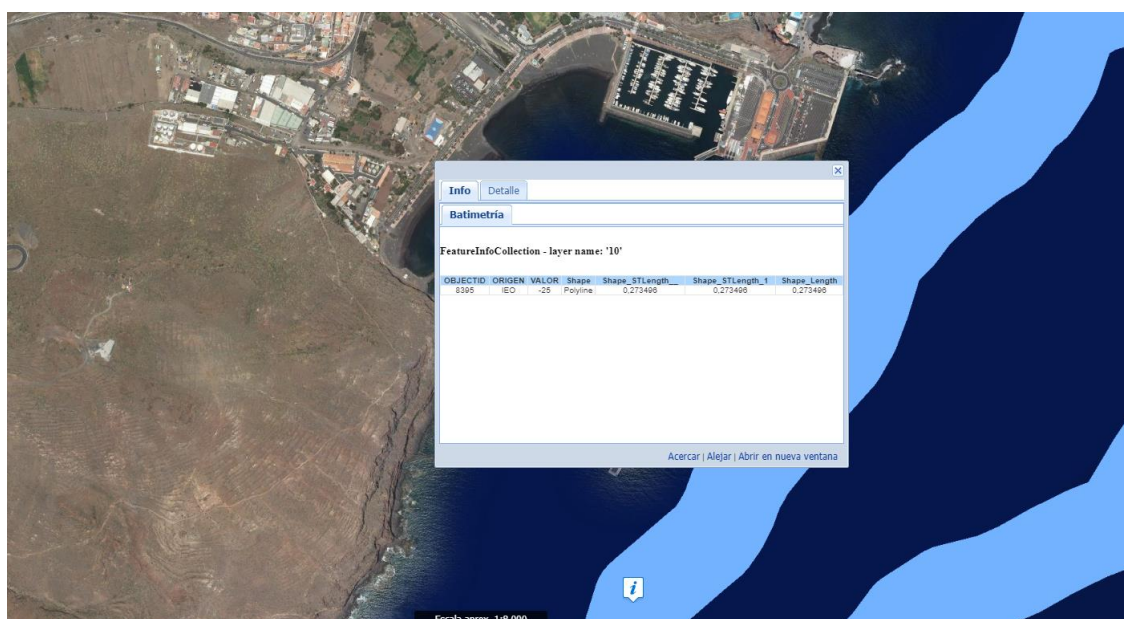


Figura 7.19: Información acerca la batimetría del emisario submarino seleccionado.
 Fuente: grafcan.es

7.10. Dimensionamiento de las tuberías del sistema

Para dimensionar las tuberías se ha elegido al fabricante Flowtite, principal fabricante de tuberías de PRFV del mundo, este material cumple con diferentes requisitos mecánicos y necesidades del dimensionamiento detallados en el apartado 4.1 del Anexo IV. En la tabla 7.6 se muestran los resultados obtenidos para este apartado y las longitudes mínimas de los diferentes tramos del sistema.

Tramo	Q (m ³ /día)	Q(m ³ /h)	Q (m ³ /s)	D _{min} (mm)	D _{min} comercial (mm)
Pozo Captación 1	2500	104,167	0,029	199,997	200
Pozo Captación 2	2500	104,167	0,029	199,997	200
Pozo Captación 3 (reserva)	2500	104,167	0,029	199,997	200
Alimentación	5000	208,333	0,058	263,898	300
Distribución	2500	104,167	0,029	199,997	200
Rechazo	2500	104,167	0,029	199,997	200

Tabla 7.6: Diámetro mínimos comerciales seleccionado según el tramo. Fuente: Elaboración propia.

7.11. Sistema de bombeo

7.11.1. Cálculos previos

Los parámetros necesarios que dimensionan el sistema de bombeo se encuentran en el Anexo V y la selección de bombas en el Anexo VI.

Antes de obtener los parámetros necesarios para la selección de bombas es necesario obtener las pérdidas de carga totales en las tuberías de los diferentes tramos (tabla 7.7), para ello se obtienen las pérdidas primarias a partir de la ecuación de Darcy Weisbach y múltiples iteraciones utilizando la ecuación de Colebrook para obtener el factor de fricción. A partir de las pérdidas primarias obtenidas, se obtienen las secundarias como porcentaje de las primeras debido a que cuanto mayor sea el número de accesorios, mayor serán las pérdidas secundarias que se estiman entre un 3-20% de las primeras.

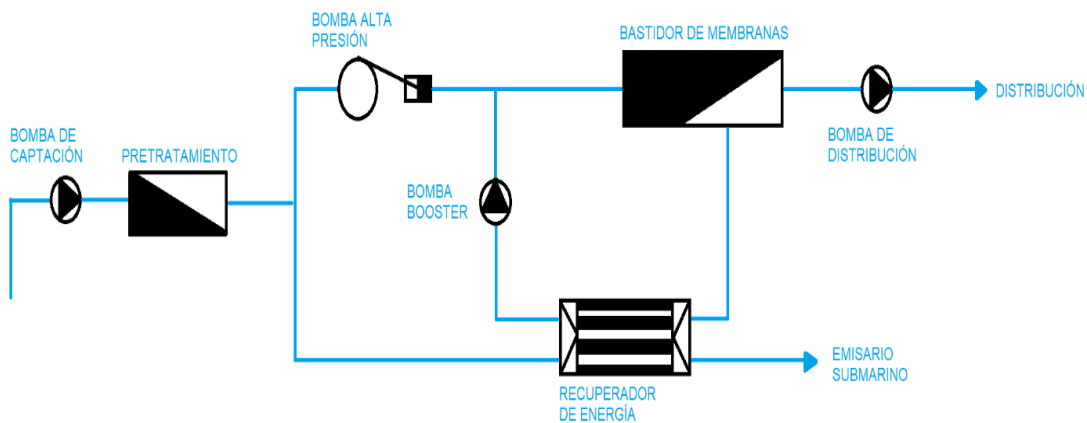


Figura 7.20: Distribución de las bombas en un sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	H _r primaria (m)	H _r secundario (m)	H _r total (m)
Captación (Pozos 1 y 2)	0,17	0,01	0,18
Captación (Pozos 3)	0,21	0,02	0,22
Alimentación	0,81	0,06	0,88
Distribución	7,30	1,46	8,76
Rechazo	6,57	0,99	7,55

Tabla 7.7: Pérdidas totales según tramo del sistema. Fuente: Elaboración propia

A continuación, se procede al cálculo de la altura útil (tabla 7.8) y la altura neta de aspiración (tabla 7.9) resultando la tabla 7.10 donde se recopila todos los parámetros necesarios para dimensionar las bombas. En la figura 7.20 se observa un esquema que se detalla todas las bombas que

se utilizarán excluyendo la de rechazo debido a que la altura útil es negativa por tanto no se requiere de diseño.

	H_{cota} (m)	$H_{cinética}$ (m)	$H_{presión}$ (m)	H_r (m)	H_b (m)
Bomba de captación	49,3	0	40,86	1,1	91,26
Bomba de alta presión	0	0	699,84	0	699,84
Bomba de recirculación	0	0	46,07	0	46,07
Bomba de distribución	175,7	0	0	8,76	184,46
Bomba de rechazo	-54,3	0	11,72	7,55	-35,03

Tabla 7.8: Altura útil total para cada una de las bombas del sistema de desalación.
 Fuente: Elaboración propia.

	v_1 (m/s)	v_E (m/s)	p_1 (Pa)	p_E (Pa)	z_1 (m)	z_E (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	0	0,921	101325	2487	-3,962	-20	26,09
Bomba de alta presión	0	0	301325	2487	0	0	30,53
Bomba de recirculación	0	0	6901000	2487	0	0	704,69
Bomba de distribución	0	0	101325	2487	0	0	10,10

Tabla 7.9: Cálculo de la altura neta de aspiración disponible en función de la bomba del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.

	Q (m ³ /h)	H_b (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	91,26	26,09
Bomba de alimentación	105	699,84	30,53
Bomba de recirculación	105	46,07	704,69
Bomba de distribución	105	184,46	10,1
Bomba de rechazo	No requiere diseño debido a $H_b < 0$		

Tabla 7.10: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba. Fuente: Elaboración propia

7.11.2. Selección de bombas

Tras el cálculo de los parámetros necesarios para la selección de bomba, se procede a elegir las mismas en el mercado (Anexo VI). Para ello, se seleccionaron cuatro fabricantes de bombas con gran reputación a nivel mundial: KSB, Grundfos, Wilo, Flowserve (fig. 7.21)



Figura 7.21: Imágenes de los logotipos de los diferentes fabricantes seleccionados.
Fuente: google.es

Para la comparación entre los diferentes fabricantes, se seleccionarán las bombas en función de un equilibrio entre el ahorro energético y el rendimiento que posean, quedando los aspectos económicos de las mismas fuera del estudio para la selección.

Los resultados obtenidos se muestran en las tablas 7.11 a 7.14.

Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Grundfos	SP 160-8	40,33	65,1
KSB	UPA 200B-80	34,96	76,93
Wilo	K8.130	39,33	78,83
Flowserve	10EGY/10EMM	37,3	80,2

Tabla 7.11: Resumen selección por fabricantes bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Grundfos	-	-	-
KSB	-	-	-
Wilo	-	-	-
Flowserve	MSH-065-D	286,349	73,7

Tabla 7.12: Resumen selección por fabricantes bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia

Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Grundfos	CR 95-3-2	18,9	71,0
KSB	MovitecV F125/021B1X35CS180A5VW	17,86	76,92
Wilo	Atmos GIGA-N 100/200-30/2	22,86	58,73
Flowserve	3WCH14-1S	23,49	63,2

Tabla 7.13: Resumen selección por fabricantes bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia

Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Grundfos	5 x CR 20-17 A-F-A-E-HQQE	78,25	67,54
KSB	-	-	-
Wilo	Zeox-FIRST V 12003-110-2	77,67	74,62
Flowserve	3GT	95,45	68,9

Tabla 7.14: Resumen selección por fabricantes bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia

7.12. Sistema de abastecimiento energético

El objeto principal del proyecto a la hora de plantear el abastecimiento energético que tendrá la estación desaladora de agua de mar es realizar un abastecimiento mixto, combinando los sistemas eólicos y solares.

Por consiguiente, se plantea diferentes escenarios debido a que la producción energética en este tipo de energías renovables no es constante ni uniforme en función de las horas del día, por ello, distinguimos una situación para el abastecimiento diurno y otra para el nocturno, debido a que en este último el recurso eólico disminuye notablemente y que, en cuanto a solar, como es obvio, no se dispone en este periodo solar.

En cuanto a el suministro diurno, es necesario que el clima del área donde se ubica el sistema asegure muy pocos días al año durante los cuales los recursos y la energía solar sean cero o mínimos. Por lo que la gran mayoría del abastecimiento diurno, período en la tarifa eléctrica es más caro, será, en su mayor parte, suministrado por las energías renovables.

Para el dimensionamiento, el objetivo será alcanzar el objetivo de asegurar el 100% de la demanda de la planta desaladora de agua marina, ni se buscará una generación mayor (sobredimensionamiento), ni inferior (infradimensionamiento), ya que los valores de referencia serán medias anuales, y, como ya se mencionó, estas energías 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. En cuanto al eólico, varía de forma irregular con el transcurso del tiempo. Por estas circunstancias, el trabajar con valores promedios asegura los resultados más realistas, donde, habrá días o momentos de déficit, pero también otros de excedente energético.

Por otra parte, el suministro nocturno no puede ser cubierto en su totalidad por las energías renovables a estudiar, por lo que se requiere de un sistema de acumulación de energía que, en conjunto con el menor aprovechamiento del recurso eólico por el aerogenerador, se reduzca al máximo posible la utilización de la energía suministrada por la red. 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.

La idea inicial es partir de un reparto equitativo del abastecimiento para ambos sistemas del 50%, sin embargo, finalmente se adoptó un reparto de aproximadamente 100% para energía eólica y 20% para solar, principalmente motivado por la gran extensión del campo solar requerido y como suministro extra ante las posibles irregularidades del viento.

7.12.1. Consumo energético total de la instalación

Asumiendo un uso continuo de las bombas durante las 24 horas del día y los 365 días que tiene el año, se obtiene la potencia absorbida por las bombas en todo el sistema de desalación (tabla 7.15). Destacar que, primero, el uso continuo de dos bombas de captación debido a que una va a estar en parada a modo de reserva y, segundo, el consumo total anual es el que tiene que asumir el sistema de abastecimiento energético mediante energías renovables seleccionadas.

Tramo	Potencia absorbida (kW)	Consumo específico (kWh/m ³)	Consumo anual (MWh/año)	Porcentaje respecto al total (%)
Captación (x2)	69,92	0,34	612,50	15,74%
Alimentación	286,349	2,75	2508,42	64,44%
Recirculación	10,4	0,10	91,10	2,34%
Distribución	77,67	0,75	680,39	17,48%
Total	444,34	3,93	3892,41	100,00%

Tabla 7.15: Consumo energético total de la EDAM. Fuente: Elaboración propia

7.12.2. Sistema eólico de abastecimiento energético

Para la selección del aerogenerador se utiliza el recurso web del Instituto Tecnológico de Canarias 'Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador'. Este recurso web a partir de las coordenadas dónde se pretende disponer el aerogenerador, para una altura de góndola determinado y un aerogenerador disponible en las listas del recurso web, se obtienen diferentes parámetros como la constante K de Weibull, la dirección predominante del viento, la energía anual estimada (kWh), la potencia anual (kW) y horas anuales equivalentes (fig. 7.22). Para ver más en profundidad, consulte el capítulo 3 del Anexo VII.

Recurso Eólico de Canarias
Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	291650	[170550, 677550]
Y =	3108250	[3040750, 3274850]
Aerogenerador		
<input checked="" type="radio"/> Modelo:	ENERCON E-82	?
<input type="radio"/> Curva de potencia:	Seleccionar archivo Ningún archi... seleccionado	?
Altura (m):	78	?
<input type="button" value="Calcular"/>		
Coord X (UTM): 291650		
Coord Y (UTM): 3108250		
Tomo detalle numérico: GomeraTenerife2.pdf		
Aerogenerador:	ENERCON E-82	?
Altura:	78 m	?
Cte K de Weibull (78 m):	1.8659	?
Velocidad viento (78 m):	11.1 m/s	?
Dirección predominante del viento:	N	?
Energía anual estimada:	10827400.6 kWh	?
Potencia anual:	1236.005 kW	?
Horas anuales equivalentes:	5413.7 h	?

Figura 7.22 : Captura de pantalla de los parámetros introducidos para la obtención de la energía anual estimada para el modo Enercon E-82 en su altura de góndola mínima.
 Fuente: ITC

Se seleccionan los modelos de la base de datos del ITC que se encuentren bajo producción y se obtienen las alturas mínimas y máximas de la góndola y las potencias nominales de cada uno (tabla 7.16). Y, posteriormente, se calcula a través del recurso web del ITC la energía anual generada para cada uno de los aerogeneradores en las alturas mínimas y máximas (tabla 7.17)

Marca	Modelo	Altura mínima (m)	Altura máxima (m)	Potencia nominal (kW)
Enercon	E-44	45	55	900
Enercon	E-48	50	76	800
Enercon	E70 - 2300	57	113	2300
Enercon	E-82	78	138	2000
Vestas	V90/2000	95	125	2000

Tabla 7.16: Alturas mínimas, alturas máximas de la góndola y potencias nominales.

Fuente: Thewindpower.net

Marca	Modelo	Energía anual generada (MWh/año)	
		Altura mínima	Altura máxima
Enercon	E-44	4021,2	4040,9
Enercon	E-48	4051,9	4087,4
Enercon	E70 - 2300	10489,3	10814,1
Enercon	E-82	10827,4	11052,9
Vestas	V90/2000	10529,4	10603,6

Tabla 7.17: Energía anual generada en función de las alturas mínimas y máximas.

Fuente: Elaboración propia.

La selección final se evaluará siguiendo dos criterios, el primero es acerca el exceso energético (tabla 7.18), no se elegirá un aerogenerador cuyo exceso sea muy superior de la energía anual consumida por el sistema de desalación; el segundo criterio será en base al factor de carga de cada uno (tabla 7.19 y 7.20), el factor de carga define la producción real de energía dividida por la producción teórica máxima durante un mismo periodo de tiempo (generalmente anual).

Marca	Modelo	Energía anual generada (MWh/año)	
		Altura mínima	Altura máxima
Enercon	E-44	128,7	148,5
Enercon	E-48	159,5	195,0
Enercon	E70 - 2300	6596,9	6921,7
Enercon	E-82	6935,0	7160,5
Vestas	V90/2000	6637,0	6711,2

Tabla 7.18: Exceso energético en cada aerogenerador con respecto el consumo energético de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.

Marca	Modelo	Horas anuales equivalente	Energía anual generada a plena carga	Energía anual generada en la altura mínima	Factor de carga (%)	Evaluación
Enercon	E-44	4468	7883,92	4021,157	51,00%	Extraordinario
Enercon	E-48	5064,9	7007,96	4051,8982	57,82%	Extraordinario
Enercon	E70 - 2300	4560,6	20147,89	10489,3221	52,06%	Extraordinario
Enercon	E-82	5413,7	17520,00	10827,4006	61,80%	Extraordinario
Vestas	V90/2000	5264,7	17520,03	10529,4152	60,10%	Extraordinario

Tabla 7.19: Evaluación del factor de carga de cada aerogenerador con su góndola dispuesta en la altura mínima. Fuente: Elaboración propia.

Marca	Modelo	Horas anuales equivalente	Energía anual generada a plena carga	Energía anual generada en la altura máxima	Factor de carga (%)	Evaluación
Enercon	E-44	4489,9	7883,94	4040,8816	51,25%	Extraordinario
Enercon	E-48	5109,2	7008,03	4087,3804	58,32%	Extraordinario
Enercon	E70 - 2300	4701,8	20147,95	10814,1133	53,67%	Extraordinario
Enercon	E-82	5526,5	17519,86	11052,9136	63,09%	Extraordinario
Vestas	V90/2000	5301,8	17519,96	10603,578	60,52%	Extraordinario

Tabla 7.20: Evaluación del factor de carga de cada aerogenerador con su góndola dispuesta en la altura máxima. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los dos criterios planteados anteriormente, el aerogenerador seleccionado, comparando entre el factor de carga y el menor exceso energético, se trata del Enercon E-48 debido a que es capaz de asumir un poco más del 100% del consumo energético de la EDAM y posee un factor de carga del 57,82% para la altura mínima de la góndola de 50 metros.

7.12.3. Sistema solar de abastecimiento energético

Para el dimensionado del huerto solar, es necesario primero establecer cómo será el diseño, aislado o con conexión a red. Se determina que se diseñará para la segunda opción debido, fundamentalmente, a que el objetivo de los sistemas aislados es captar energía para acumular y el suministro nocturno no está garantizado, por lo tanto, es necesario utilizar energía de la red en el caso de no disponer de la suficiente mediante la energía solar fotovoltaica. Se explica más en profundidad en el capítulo 4 del Anexo VII.

Se utilizará la hoja de Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011" proporcionada por el libro de la referencia [5] y se seguirán las pautas de este para un correcto dimensionado del huerto solar.

Es necesario obtener toda la información necesaria acerca del recurso solar en la zona donde se pretende disponer los módulos fotovoltaicos, por ello, primero se obtienen los datos geográficos y climatológicos (fig. 7.23) y la orientación de los paneles fotovoltaicos (fig. 7.24) de la ubicación seleccionada (fig. 7.25) en la provincia de Santa Cruz de Tenerife. Véase apartados 4.2 y 4.3 del Anexo VII para obtener más información acerca la selección de cada uno de los parámetros expuestos.

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR MEDIO DE ENERGÍA SOLAR

DATOS GEOGRÁFICOS Y CLIMATOLÓGICOS

Provincia:	Tenerife	Nota: Introducir datos exclusivamente en las casillas correspondientes en color verde
Latitud de cálculo:	28,47	
Latitud [°/min.]:	28,28	
Altitud [m]:	30,24	
Humedad relativa media [%]:	55,00	
Velocidad media del viento [Km/h]:	18,00	
Temperatura máxima en verano [°C]:	27,70	
Temperatura mínima en invierno [°C]:	20,20	
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)

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Tª. media ambiente [°C]:	20,20	20,10	20,70	21,00	21,90	23,90	25,30	27,70	26,30	25,10	22,70	21,00	23,0
Rad. horiz. [kJ/m²/día]:	13.693	16.719	20.724	23.112	25.415	27.318	26.745	24.670	21.562	17.723	13.863	11.926	20.306
Rad. horiz. [Kwh/m²/día]:	3,80	4,64	5,76	6,42	7,06	7,59	7,43	6,85	5,99	4,92	3,85	3,31	5,64

ORIGEN DE LOS DATOS: Libro "Radiación Solar Sobre Superficies Inclinas" y visor GrafCan
 ORGANISMO: Centro de Estudios de la Energía (Ministerio de Industria y Energía) y Gobierno de Canarias.

Figura 7.23: Datos geográficos y climatológicos dispuestos en el Excel. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"

CÁLCULO DE RADIACIÓN PARA EL LUGAR SELECCIONADO

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios		
				POI	PS	PO+PS
Inclinación óptima en función del periodo de diseño	β_{opt}	Grados	18,57			
Ángulo de Azumut	α_r	Grados	0			
Ángulo de inclinación respecto a la horizontal del módulo solar (0 a 90)	β_r	Grados	18,57			
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

Figura 7.24: Cálculo de radiación para el lugar seleccionado con los datos determinados. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"

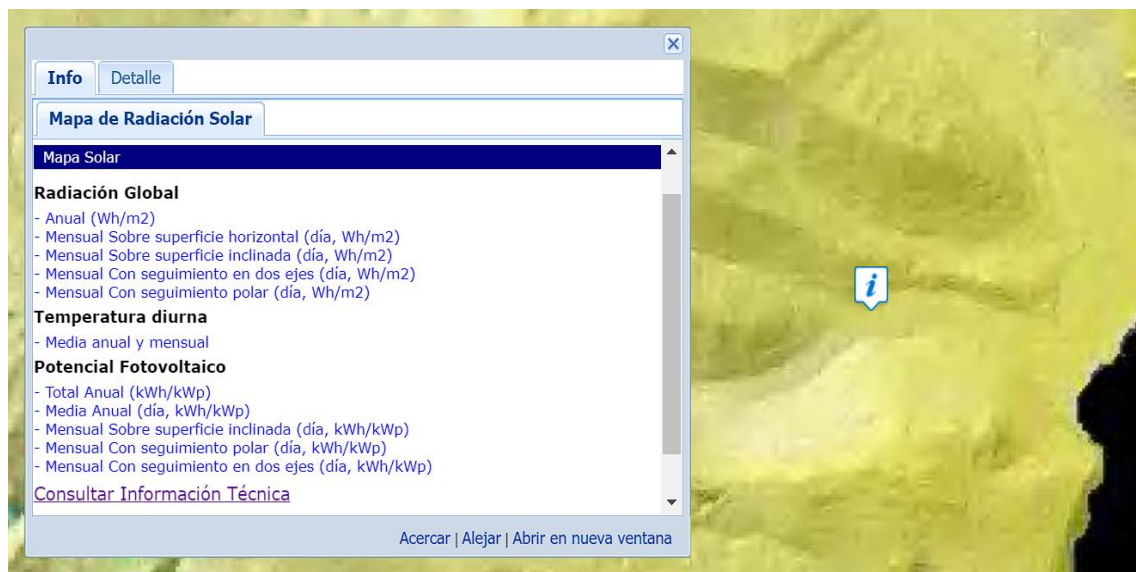


Figura 7.25: Captura de pantalla acerca la consulta del mapa de radiación solar a través del visor Grafcan. Fuente: grafcan.es

Una vez dispuestos todos los parámetros acerca la ubicación, es necesario la selección del módulo fotovoltaico, para ello se han seleccionado tres fabricantes (fig. 7.26) líderes a nivel mundial de ventas de módulos fotovoltaicos: SunPower, Panasonic, Atersa. Se seleccionan los modelos que poseen las mayores potencias nominales y eficiencias (tabla 7.21).



Figura 7.26: Diferentes fabricantes de módulos solares fotovoltaicos. Fuente: google.es

Marca	Modelo	Potencia nominal (P_{max})	Eficiencia
Panasonic	HIT®+ (N340) HIT®	340 W	20,40%
Sunpower	Maxeon 3	355 W	21,20%
Atersa	A-330P	330 W	16,96%

Tabla 7.21: Tabla comparativa de potencia nominal y eficiencia entre los diferentes modelos seleccionados. Fuente: Elaboración propia.

Siguiendo criterios de eficiencia y potencia nominal, observamos que el modelo Maxeon 3 de Sunpower es el más adecuado para disponer en la ubicación elegida, tiene una eficiencia de hasta el 21,20% y 355 W, las especificaciones introducidas en la hoja de Excel acerca los datos del módulo solar fotovoltaico están expuestas en la figura 7.27.

Datos del módulo solar			
Referencia	SunPower Maxeon 3		
Marca y modelo	SunPower Maxeon 3		
Potencia nominal	P_{MAX}	Wp	355
Tolerancia	Tol	%	5
Tensión nominal en el punto máxima potencia	V_{MPP}	V	59,8
Tensión máxima en circuito abierto	V_{OC}	V	74,3
Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I_{MPP}	A	5,940
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A	6,49
Tonc	TONC	°C	45

Figura 7.27: Datos introducidos del modelo Maxeon 3 del fabricante SunPower. Fuente: sunpower.maxeon.com

Una vez elegido este, se procede a la selección del inversor cuyo tamaño se pueda ajustar al dimensionamiento y permita realizar diferentes disposiciones en cuanto a número de módulos en serie para formar una rama fotovoltaica y posteriormente ese número de ramas.

Se selecciona un inversor de la marca Solis, más concretamente el modelo Solis-3P20K-4G cuyas especificaciones se exponen en la figura 7.28.

Datos del inversor				
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Referencia	Solis-3P20K-4G			
Marca y modelo	Solis-3P20K-4G			
Potencia nominal	P_{NOM}	W	20.000	
Potencia máxima CC en campo solar	$P_{CC MAX}$	W	20.400	
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	850	
Tensión mínima CC en operación en el campo solar	$V_{CC MIN}$	V	160	
Tensión de conexión CC en el campo solar	$V_{CON CC}$	V	180	
Tensión de desconexión CC en el campo solar	$V_{DESCON CC}$	V	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante
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	22	
Rendimiento máximo	η_{MAX}	%	99	

Figura 7.28: Datos dispuestos del inversor seleccionado. Fuente: atersa.shop

Se procede a la determinación de los grupos, para ello primero es necesario indicar una serie de pérdidas (fig. 7.29) que están explicadas en profundidad en el apartado 4.6 del Anexo VII. La selección de los grupos está condicionada por la potencia de abastecimiento que se busca conseguir para administrar a la desaladora, por tanto, las combinaciones máximas por grupo que se pueden realizar por grupo son de 13 módulos en serie y 3 ramas en paralelo (fig. 7.30).

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Pérdida por dispersión en módulos	A1	%	5	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	%	9	
Pérdidas en el cableado DC	B	1,50	0,985	$(100 - \text{Pérdidas})/100$. Máximo 1,5%
Pérdidas en el cableado AC	C	1,50	0,985	$(100 - \text{Pérdidas})/100$. Máximo 2%
Pérdidas por disponibilidad	D	5,00	0,950	$(100 - \text{Pérdidas})/100$. Valor de referencia 5
Pérdidas por rendimiento del inversor	E	-	0,987	Mínimo 88% si $P_{NOM} < 5\text{Kw}$ y 92% si $P_{NOM} > 5\text{Kw}$
Pérdidas en seguimiento del PMP	F	5,00	0,950	$(100 - \text{Pérdidas})/100$. Valor de referencia 5

Figura 7.29: Cálculo de pérdidas realizado en el Excel de trabajo. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011".

Determinación de los grupos				
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Número de módulos en serie	-	Uds	13	
Tensión por rama en punto de máxima potencia	$V_{MPP\ MAX\ R}$	V	777	
¿Supera la tensión de conexión del inversor con la rama proyectada?	-	V	SI	
Tensión en circuito abierto de la rama	$V_{OC\ MAX\ R}$	V	966	
Corriente por rama en el punto de máxima potencia	$I_{MPP\ MAX\ R}$	A	5,94	
Corriente de cortocircuito por rama	$I_{CC\ MAX}$	A	6,49	
Potencia por rama	$P_{solar\ rama}$	Kwp	4,615	
Número de ramas en paralelo	-	Uds	3	
Potencia del campo solar para cada inversor	$P_{SOLAR\ /INV}$	Kwp	13,845	
Potencia nominal inversor/Potencia de las ramas conectadas al mismo	-	%	144,46	
Corriente máxima de entrada al inversor	$I_{MAX\ INV}$	A	19,470	
Número de grupos. (Conjunto inversor y ramas como los proyectados)	-	Uds	1	
Potencia total instalada en campo solar (Suma de la instalada por grupo)	$P_{SOLAR\ ICR}$	Kwp	13,845	
Potencia nominal de instalación (Suma de potencia nominal inversor)	$P_{NOM\ ICR}$	Kw	20,000	

Figura 7.30: Determinación del número de módulos en serie y el número de ramas en paralelo. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”.

Por último, como se ha determinado anteriormente, el abastecimiento total que debe asumir este sistema con respecto al consumo de la EDAM debe ser de aproximadamente el 20% (778,48 MWh/año). Para obtener esto es necesario disponer de 36 grupos (fig. 7.32) que aportan un total de 769.774,05 kWh/año (fig. 7.31)

Mes	$G_{dm}(0)$	K	$G_{dm}(\alpha_r, \beta_r)$	PR	Ep 1 Kwp	Ep' 1 Kwp	Ep ICR	Ep' ICR
Uds	Kwh/(m ² dia)	-	Kwh/(m ² dia)	%	Kwh/dia	Kwh/mes	Kwh/dia	Kwh/mes
Enero	3,80	1,18	4,49	72,09	3,24	100,298	1.612,59	49.990,36
Febrero	4,64	1,14	5,29	71,84	3,80	106,494	1.895,66	53.078,58
Marzo	5,76	1,08	6,22	70,68	4,39	136,228	2.190,28	67.898,62
Abril	6,42	1,02	6,55	71,10	4,66	139,686	2.320,75	69.622,35
Mayo	7,06	0,98	6,92	69,94	4,84	150,001	2.411,73	74.763,56
Junio	7,59	0,96	7,28	69,13	5,04	151,084	2.510,11	75.303,26
Julio	7,43	0,98	7,28	68,91	5,02	155,533	2.500,67	77.520,74
Agosto	6,85	1,03	7,06	68,65	4,85	150,219	2.415,24	74.872,38
Septiembre	5,99	1,10	6,59	69,66	4,59	137,686	2.287,52	68.625,56
Octubre	4,92	1,17	5,76	70,54	4,06	125,952	2.025,07	62.777,14
Noviembre	3,85	1,22	4,70	71,59	3,36	100,902	1.676,39	50.291,67
Diciembre	3,31	1,22	4,04	72,11	2,91	90,345	1.452,57	45.029,82

Figura 7.31: Resultados finales obtenidos con 36 grupos. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”

Número de grupos. (Conjunto inversor y ramas como los proyectados)	-	Uds	36
Potencia total instalada en campo solar (Suma de la instalada por grupo)	$P_{SOLAR\ ICR}$	Kwp	498,420
Potencia nominal de instalación (Suma de potencia nominal inversor)	$P_{NOM\ ICR}$	Kw	720,000

Figura 7.32: Número de grupos y potencias finales obtenidas. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”

7.13. Estudio viabilidad económica e impacto medioambiental

En el Anexo VIII, se analizó los costes económicos, la viabilidad a largo plazo y el impacto ambiental de la estación desaladora de agua de mar y el sistema de abastecimiento energético mediante energía eólica y mediante energía solar fotovoltaica.

7.13.1. Viabilidad técnica

Como se ha explicado en el Anexo VIII, el análisis técnico de un proyecto de estas características precisa de una serie de campos que no están relacionados con el alcance final de este proyecto final de grado por tanto se analizará la viabilidad técnica a partir de la bibliografía consultada. La ejecución y puesta en marcha de los diferentes equipos viene comprendidas de diferentes fases como se describen en la referencia [6] que se pueden extrapolar a todos los equipos a disponer:

- Estudios preliminares de prospección eólica y prefactibilidad técnico-económica. Fase de mayor peso en el período de estudio del proyecto. Por lo general, no es menos de un año.
- Ingeniería de diseño o anteproyecto y estudios de viabilidad
- Ingeniería de detalle o proyecto propiamente dicho.
- Ejecución de proyectos: construcción y puesta en marcha. Fase relativamente menor, que por lo general no excede los doce meses.
- Explotación que incluye operación y mantenimiento. Se estipula una vida útil de 20 años.

En cuanto a la viabilidad técnica de un parque eólico, es necesario un periodo de estudio alrededor de entre 3 a 5 años.

Por otra parte, la viabilidad técnica del huerto solar viene dada por el cumplimiento de diferentes trámites expuestos en el capítulo 2 del Anexo VIII.

7.13.2. Coste económico

Para el correcto estudio de la viabilidad económica se necesitan calcular diferentes tipos de costes como son los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento, y los costes de desmantelamiento. Para más información véase el capítulo 3 del Anexo VIII.

Analizamos los costes de cada uno de los equipos dispuestos en San Sebastián de La Gomera:

1. Aerogenerador:

- a. Costes de inversión: Los costes de inversión ascienden a 720.000€, el precio se ha obtenido a partir de la figura 11.3 que se muestra en el libro de Miguel Villarubia López, *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona: Marcombo, 2012, 255 que expone el coste unitario (€/kW) de aerogenerador en función de su diámetro.
- b. Costes variables: se estima en unos 15 €/MWh como valor orientativo obtenido del libro Villarubia López M., *Ingeniería de la Energía Eólica*, Barcelona, Marcombo S.A., Primera Edición, 2012, 256. Resulta un total de 60.778,5€/año.
- c. Costes de desmantelamiento: No procede.

2. Aerogenerador:

- a. Costes de inversión: Los costes de inversión ascienden a 384.504,48€. Se obtiene tras estimar los precios de cada uno de los equipos dispuestos como se muestra en la tabla 7.22.

Panel fotovoltaico	199,65 €
Estructura por cada panel	31,44 €
Inversor trifásico conectado a red 24 kW	1.668,17 €
Paneles	280.308,60 €
Estructura de sujeción	44.141,76 €
Inversores	60.054,12 €
Cableado	---
Coste de la inversión	384.504,48 €

Tabla 7.22: Estimación de los costes de inversión de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.

- b. Costes variables: se estima en unos 13,06 €/MWh. Se estima a través de un ejemplo real de los diferentes costes de un huerto solar encontrado en la página alromar-energia.es. Más información en el apartado 3.2.2 del Anexo VIII. Resulta un total de 60.778,5€/año.
- c. Costes de desmantelamiento: No procede.

3. Estación desaladora de agua de mar:

- a. Costes de inversión: Los costes de inversión ascienden a 704.983,72€, que se trata del total expuesto de la suma de los costes de las bombas seleccionadas del diseño (tabla 7.23) y los costes del sistema de desalación (tabla 7.24) y se le aplica

un 200% extra debido a que no se tienen en cuenta en los costes del estudio de oficina técnica, ejecución y puesta en funcionamiento.

COSTES DE BOMBAS SELECCIONADA					
Bomba	Marca	Modelo	Unidades	€/unidad	Coste total
Captación	KSB	UPA 200B-80	3	14.856,74 €	120.000,00 €
Alta presión	Flowservice	MSH-065-D	1	96.767,84 €	80.000,00 €
Distribución	Wilo	Zeox-FIRST V 12003-110-2	1	23.240,00 €	23.240,00 €

Tabla 7.23: Costes de adquisición bombas seleccionadas. Fuente: Elaboración propia

COSTES EN EL SISTEMA DE DESALACIÓN					
Equipo	Marca	Modelo	Unidades	€/unidad	Coste total
Membranas	LG Chem	LG SW 440 GR	140	552,67 €	77.373,80 €
Equipo recuperador de energía	Danfoss	iSave 50	2	55.270,00 €	110.540,00 €

Tabla 7.24: Costes de adquisición del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia

- b. Costes variables: se estima unos costes anuales de 772.978,75€, esto refleja los costes de producción obtenidos del producto del consumo específico de los equipos y el precio de la electricidad (en el que se incluye un 54% de costes de producción a pie de la planta).
- c. Costes de desmantelamiento: No procede.

7.13.3. Aspectos medioambientales

Véase capítulo 5 del Anexo VIII donde se explican todos los fundamentos teóricos acerca los aspectos medioambientales de los equipos dispuestos en el municipio de San Sebastián de La Gomera.

8. ANÁLISIS FINAL DE LAS SOLUCIONES ADOPTADAS

8.1. Emplazamiento

Se ha acotado el estudio a San Sebastián de La Gomera tras una serie de consideraciones como son las necesidades hídricas y el excelente recurso renovable existente en el municipio. A continuación, se describirá cada una de las ubicaciones seleccionadas para cada una de las diferentes infraestructuras que son necesarias para el diseño del sistema de desalación. Para más información, véase el capítulo 5 del Anexo II.

- Ubicación seleccionada para disponer la EDAM (fig. 8.1):
 - Localización: TR Descubridores Segunda 1(C, D, E). San Sebastián de La Gomera (Santa Cruz de Tenerife)
 - Clase: Urbano.
 - Uso principal: Suelo sin edif.
 - Superficie: $6.797 + 7.164 + 3.402 = 17.363 \text{ m}^2$.



Figura 8.1: Captura de pantalla ubicación de la desaladora. Fuente: earth.google.com

- Ubicación seleccionada para disponer los pozos de captación (fig.8.2):
 - Localización: TR Descubridores Primera 9(B). San Sebastián de La Gomera (Santa Cruz de Tenerife)
 - Clase: Rústico
 - Uso Principal: Agrario
 - Cultivo/Aprovechamiento: I- Improductivo
 - Superficie: 2.629 m^2

- Ubicación seleccionada para transportar el agua permeada (fig. 8.3):
 - Localización: Polígono 19 Parcela 559. La Hoya. San Sebastián de La Gomera (Santa Cruz de Tenerife)
 - Clase: Urbano.
 - Uso principal: Industrial.
 - Superficie construida: 1771 m² (subparcela a).
 - Año de construcción: 2000



Figura 8.2: Captura de pantalla ubicación de los pozos de captación. Fuente: earth.google.com



Figura 8.3: Imagen del depósito de La Hoya 2. Fuente: camaradeaguas.com

Para más información acerca del depósito de regulación véase el apartado 7.8 del presente anexo y para más detalles el Anexo IV.

- Ubicación seleccionada para disponer el aerogenerador (fig. 8.4):
 - Localización: Polígono 11 Parcela 340. El Machal. San Sebastián de La Gomera (Santa Cruz de Tenerife)
 - Clase: Rustico.
 - Uso principal: Agrario.
 - Superficie 18090 m² (subparcela a).

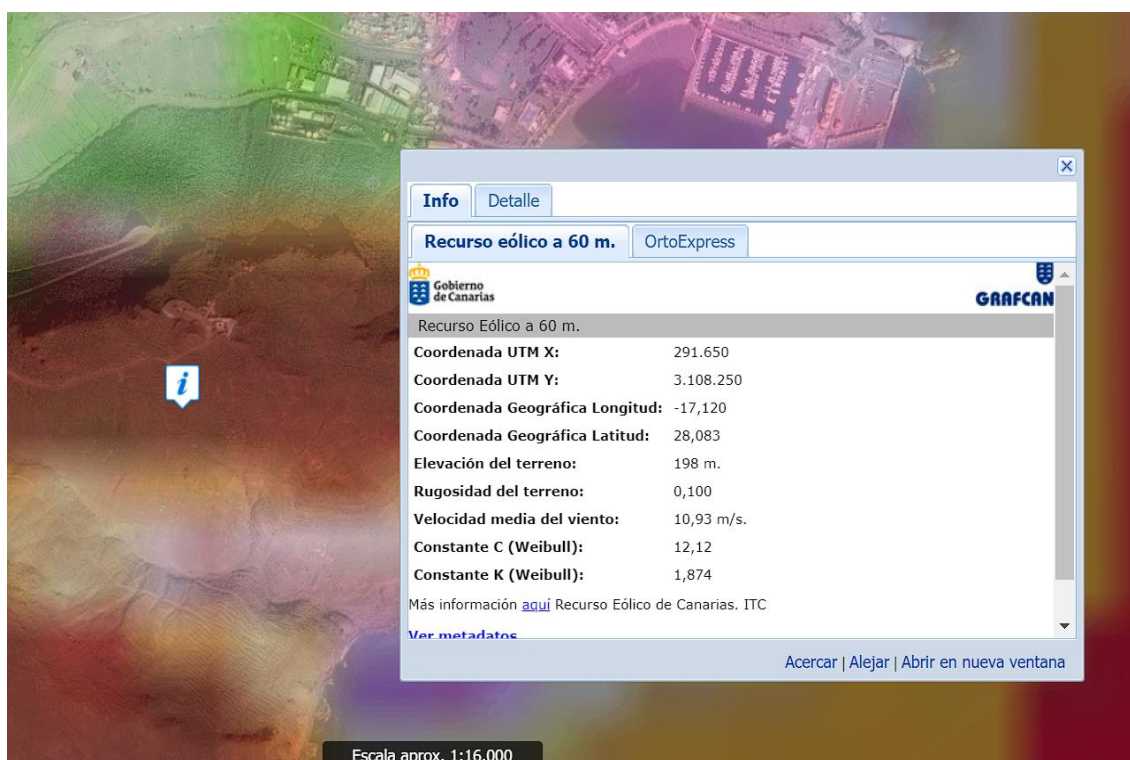


Figura 8.4: Coordenadas y parámetros del recurso eólico. Fuente: grafcan.es

- Ubicación seleccionada para disponer los módulos fotovoltaicos (fig.8.5):
 - Localización: TR Descubridores Segunda 1(B, A). San Sebastián de La Gomera (Santa Cruz de Tenerife)
 - Clase: Urbano.
 - Uso principal: Suelo sin edif.
 - Superficie: 5.846 + 10.975 = 16.821 m².



Figura 8.5: Captura de pantalla ubicación del parque solar. Fuente: earth.google.com

8.2. Captación de agua de mar

Para la captación del agua de mar se ha decidido utilizar una captación mediante toma cerrada, más concretamente utilizando tres pozos como se describió en la figura 7.6. Recopilando los datos acerca la ubicación del pozo, las mareas y la ubicación de la bomba de captación, se realiza un esquema representativo (fig. 8.6) de estos parámetros junto a un resumen (tabla 8.1). Para información más detallada véase el apartado 1.3 del Anexo IV.

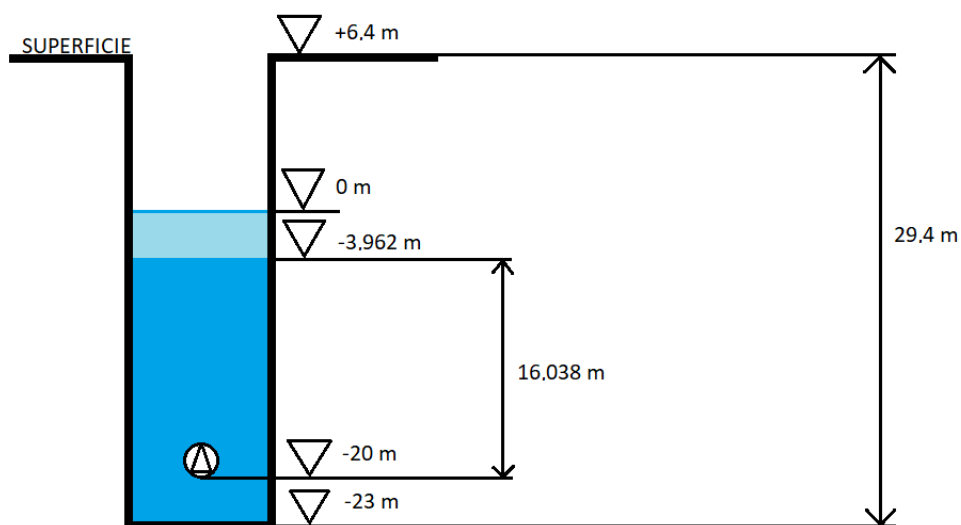


Figura 8.6: Esquema parámetros importantes del pozo. Elaboración propia.

Altura de la superficie sobre el nivel del mar	6,4 m
Bajamar máxima	0,962 m
Pérdidas de altura por filtración del terreno	2 m
Pérdidas de altura por el cono de succión	1 m
Margen de seguridad para evitar la cavitación	16,038 m
Profundidad colocación de la bomba	26,4 m
Profundidad total del pozo	29,4 m

Tabla 8.1: Resumen parámetros importantes bomba de captación. Elaboración propia

8.3. Núcleo de desalación

8.3.1. Sistema de desalación de ósmosis inversa

Tras realizar un estudio buscando la configuración de membranas que resultara la potencia específica más baja, se han obtenido los siguientes resultados:

- Membrana: LG SW 440 GR.
- Caudal de alimentación: 5000 m³/día.
- Presión de alimentación: 70.61 bar.
- Consumo específico de la bomba de alta presión: 3.92 kWh/m³.
- TDS Total: 140.12 ppm.
- Cloro: 82.89 ppm.
- Boro: 0.95 ppm.
- N.º de membranas por tubo de presión: 20.
- N.º de tubos de presión: 7.
- N.º total de membranas: 140.

El informe final se encuentra disponible en el Anexo IX.

8.3.2. Recuperación de energía. Intercambiadores de presión

En cuanto al dispositivo ERD, como elección final se ha escogido la propuesta del fabricante Danfoss, empleando dos unidades del modelo iSave 50 como se muestra en la figura 7.14. Esta selección viene dada a al consumo específico que posee la bomba seleccionada para el intercambiador de presión isobárico del fabricante Energy Recovery es mayor que la dispuesta en el modelo iSave 50 (fig. 8.7).

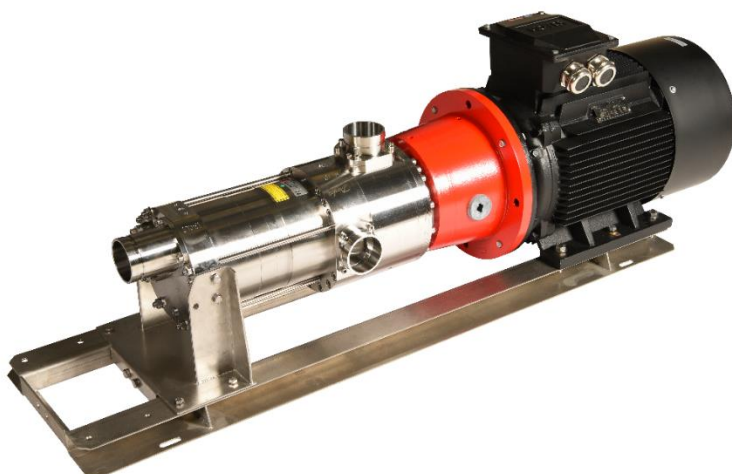


Figura 8.7: Unidad compacta de ERD del fabricante Danfoss, modelo iSave 50. Fuente: store.danfoss.com

8.4. Dimensionado de tuberías y longitudes

En la tabla 8.2 se muestra las longitudes los diámetros comerciales a utilizar y las longitudes mínimas que se van a disponer en los diferentes tramos del proyecto de la desaladora de San Sebastián de La Gomera.

Tramo	Material	Fabricante	Dcomercial (mm)	Longitudes mínimas (m)
Pozo Captación 1	PRFV	Flowtite	200	46,4
Pozo Captación 2	PRFV	Flowtite	200	46,4
Pozo Captación 3 (reserva)	PRFV	Flowtite	200	56,4
Alimentación	PRFV	Flowtite	300	450
Distribución	PRFV	Flowtite	200	2000
Rechazo	PRFV	Flowtite	200	1800

Tabla 8.2: Tabla resumen del punto 4 del presente anexo. Fuente: Elaboración propia.

8.5. Sistema de bombeo

Tras el estudio se han seleccionado diferentes bombas se han seleccionado las bombas expuestas en la tabla 8.3. Hay que destacar que al final se ha selecciona la bomba que incluye el recuperador de energía del fabricante Danfoss en su modelo iSave 50 debido, fundamentalmente,

al consumo de 10,4 kW que posee, mientras que la mejor selección de la bomba de recirculación del fabricante KSB tiene un consumo de 17,86 kW.

Tramo	Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Captación	KSB	UPA 200B-80	34,96	76,93
Alimentación	Flowserve	MSH-065-D	286,349	73,7
Recirculación	Danfoss	iSave50	10,4	-
Distribución	Wilo	Zeox-FIRST V 12003-110-2	77,67	74,62

Tabla 8.3: Modelos de bombas definitivos seleccionadas para la EDAM. Fuente: Elaboración propia

Véase el Anexo VI para más detalles acerca la selección. También, se pueden encontrar las fichas técnicas de cada una en el Anexo IX.

8.6. Sistema de abastecimiento energético por energías renovables

8.6.1. Sistema eólico

Para el suministro de energía mediante un sistema eólico, se dispondrá de un aerogenerador del fabricante Enercon, más concretamente el modelo E48/800, con la góndola ubicada en la altura mínima (50 metros). Con esta configuración, el aerogenerador es capaz de cubrir el 104,1% del consumo de la EDAM. En la tabla 8.4 se encuentra un resumen de los diferentes parámetros característicos de la solución adoptada.

Fabricante	Enercon (Alemania)
Turbina eólica	E48/800
Potencia	800 kW
Diámetro	48 m
Potencia nominal	800 kW
Número de unidades necesarias	1 Ud.
Altura de góndola seleccionada	50 metros
Orientación de la góndola	Norte
Factor de carga	57,82%
Potencia generada estimada	4051,9 MWh/año

Tabla 8.4: Resumen de solución adoptada para el abastecimiento energético mediante energía eólica. Fuente: Elaboración propia.

8.6.2. Sistema solar

Para el suministro de energía mediante los módulos fotovoltaicos, el sistema constará de 1404 paneles solares sin ejes de seguimiento (instalación fija) del modelo Maxeon 3 del fabricante SunPower. En la tabla 8.5 se encuentra un resumen de la solución adoptada. Mediante esta solución se puede conseguir el objetivo de abastecer un 20% del consumo específico de la EDAM.

Tipo de sistema	Conexión a red
Módulo solar	Sunpower Maxeon 3
Inversor	Solis-3P20K-4G
Módulos por ramas	13
Ramas en paralelo	3
Número de Grupos	36
Número total de módulos	1404
Potencia instalada	498,42 kWp
Potencia generada estimada	769.774,05 kWh/año

Tabla 8.5: Resumen de solución adoptada para el abastecimiento energético mediante energía solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

8.7. Análisis de costes, viabilidad a largo plazo e impacto ambiental

Se obtienen las conclusiones del estudio tras realizar el estudio de los costes, obtenemos conclusiones acerca la viabilidad y los aspectos ambientales.

8.7.1. Viabilidad a largo plazo

El análisis de los diferentes equipos muestra diferentes conclusiones:

1. Viabilidad del aerogenerador:
 - a. A los 20 años desde la disposición del aerogenerador, se obtiene un beneficio de 11.336.408,08 €. Un 1574,5% respecto a la inversión inicial.
 - b. Desde el primer año se obtiene el Payback actualizado.
 - c. El valor de rentabilidad interna es del 16,6%.
 - d. El sistema estudiado es económicamente viable.

2. Viabilidad de los módulos fotovoltaicos:

- a. A los 20 años desde la disposición del aerogenerador, se obtiene un beneficio de 1.928.171,64 €. Un 501% respecto a la inversión inicial.
 - b. A partir del tercer se obtiene el Payback actualizado.
 - c. El valor de rentabilidad interna es del 10,28%.
 - d. El sistema estudiado es económicamente viable.
3. Viabilidad de la estación desaladora de agua de mar:
- a. A los 20 años desde la disposición de la EDAM, se obtiene un beneficio de 13.588.866,40 €. Un 1928% respecto a la inversión inicial.
 - b. A antes del primer año se obtiene el Payback actualizado.
 - c. El valor de rentabilidad interna es del 10,28%.
 - d. El sistema estudiado es económicamente viable.
4. Viabilidad de la instalación completa:
- a. A los 20 años desde la disposición de la EDAM, se obtiene un beneficio de 12.484.361,92 €. Un 690% respecto a la inversión inicial.
 - b. Un poco antes del segundo año se obtiene el Payback actualizado.
 - c. El valor de rentabilidad interna es del 11,25%.
 - d. El sistema estudiado es económicamente viable.

8.7.2. Aspectos ambientales

Cabe destacar el ahorro anual de toneladas equivalentes de combustibles y las emisiones ahorradas para cada equipo:

1. Abastecimiento mediante energía eólica:
 - a. Ahorro combustible: 992,7 tep/año.
 - b. Ahorro emisiones:
 - i. Dióxido de carbono (CO₂) 1344932 kg/año.
 - ii. Dióxido de azufre (SO₂) 1255,81 kg/año.
 - iii. Óxidos de nitrógeno (NO_x) 3362,3 kg/año.
 - iv. Partículas: 12,32 kg/año.
2. Abastecimiento mediante energía solar fotovoltaica:
 - a. Ahorro combustible: 188,60 tep/año.
 - b. Ahorro emisiones:
 - i. Dióxido de carbono (CO₂) 255564,97 kg/año.
 - ii. Dióxido de azufre (SO₂) 238,63 kg/año.
 - iii. Óxidos de nitrógeno (NO_x) 638,91 kg/año.
 - iv. Partículas: 12,32 kg/año.

En cuanto a la EDAM, el impacto ambiental se detalla en el Anexo VIII, donde se puede visualizar el informe de las especies marinas afectadas, pero en general el impacto medioambiental es el mismo que cualquier otra infraestructura: desbroce, desmonte y explanación de la zona del proyecto, conexión a la red y a la de saneamiento, construcción de las instalaciones y los caminos de acceso, toma de agua bruta, transporte del agua desalada, sustancias contaminantes, ruidos y vibraciones. El aspecto diferencial es la correcta gestión de la salmuera debido a las posibles afecciones a la biodiversidad y los hábitats.

9. CONCLUSIONES

Para el dimensionado de la estación desaladora de agua de mar dispuesta en San Sebastián de La Gomera, se han tenido en cuenta muchos factores acerca las necesidades hídricas existentes hoy en día y la alta dependencia de los acuíferos. Las ubicaciones seleccionadas han sido estudiadas para que se puedan disponer los diferentes sistemas estudiados: ubicación pozos de captación, ubicación EDAM, ubicación del aerogenerador, ubicación del huerto solar.

Tras la selección del municipio de San Sebastián de La Gomera, se ha determinado un caudal objetivo de 2500 m³/día para abastecimiento de la población; tras el análisis de todos los equipos y dispositivos necesarios para realizar el proceso de desalación de ósmosis inversa, se concluye que se deberá disponer de 7 tubos de presión, 20 membranas por tubo de presión del modelo LG SW 440 GR de la marca LG Chem Nano H2O y 2 recuperadores de energía del modelo ISave50 del fabricante Danfoss.

Para los diferentes tramos del sistema se obtienen diferentes conclusiones, obteniendo anteriormente todos los parámetros necesarios para dimensionarlas:

- Tramos captación: Seleccionando el lugar donde se van a ubicar los 3 pozos que extraerán cada uno 2500 m³/día, se determina que se utilizará la bomba sumergible de la marca KSB, el modelo UPA 200B-80.
- Tramo de alta presión: Tras determinar la presión que requiere el núcleo de membranas para realizar la ósmosis inversa con una conversión del 50%, se selecciona la bomba de la marca Flowserve, el modelo MSH-065-D.
- Tramo de recirculación: Se realiza una comparación entre los dos principales fabricantes de estos equipos (Energy Recovery y Danfoss), se decide utilizar, como se citó anteriormente, el modelo ISave50 del fabricante Danfoss debido a que consume una menor potencia absorbida que el otro fabricante.

- Tramo de vertido de salmuera: Se decide utilizar un vertido mediante un emisario submarino debido a la alta cantidad de especies protegidas que se encuentran en el litoral de costa más cercano a la EDAM; el estudio de los parámetros característicos de la bomba de rechazo determina que no será necesario dimensionarla debido a que posee la suficiente altura útil para no requerir de una.

Para el dimensionamiento del sistema de abastecimiento energético mediante energías renovables, se determinan todos los parámetros necesarios de las ubicaciones seleccionadas para introducirlos en los diferentes programas y recursos web utilizados, concluyendo con la utilización del aerogenerador Enercon E48/800 dispuesto en su altura de góndola mínima y una cantidad de 1404 módulos solares de marca SunPower, el modelo Maxeon 3. El aerogenerador y el huerto solar suministran un total del 104,10% y 19,78% del consumo total de la EDAM respectivamente.

Se han tomado una serie de simplificaciones e hipótesis para continuar con el proyecto en diferentes puntos debido a que un estudio de esta índole necesita una serie de replanteos 'in situ' que no son posibles debido al alcance principal del proyecto empezando por el análisis de la composición química del agua captada, siguiendo con la hipotética obra civil a realizar para el tramo de distribución.

El TFG se realiza con un objetivo claro, el aprendizaje autónomo del estudiante para tomar decisiones a distintos problemas que se van ocasionando a lo largo de la realización del dimensionamiento, adquiriendo un gran abanico de competencias, conocimientos y temas.

En cuanto las conclusiones propias desarrolladas del estudio de la desalación y las energías renovables son sectores en los que hay que mantenerse al día de las innovaciones que el sector exige para un desarrollo del saneamiento y gestión energética adecuado a los desarrollos medioambientales que son tendencia los años más recientes y que cobrarán una gran importancia en un futuro cercano donde será necesario adaptar las pequeñas y grandes ciudades para una mejor interacción con el medio ambiente.

9.1. Conclusions

For the dimensioning of the seawater desalination station located in San Sebastián de La Gomera, many factors have been considered regarding the water needs existing today and the high dependence on aquifers. The selected locations have been studied so that the different systems studied can be arranged: location of catchment wells, EDAM location, location of the wind turbine, location of the solar orchard.

After the selection of the municipality of San Sebastián de La Gomera, a target flow of 2500 m³ / day has been determined to supply the population; After analyzing all the equipment and devices necessary to carry out the reverse osmosis desalination process, it is concluded that there should be 7 pressure tubes, 20 membranes per pressure tube of the LG SW 440 GR model of the LG Chem Nano brand. H₂O and 2 energy recuperators of the model ISave50 from the manufacturer Danfoss.

For the different sections of the system, different conclusions are obtained, previously obtaining all the necessary parameters to size them:

- Capture sections: By selecting the place where the 3 wells that will extract 2,500 m³ / day each will be located, it is determined that the submersible pump of the KSB brand, the model UPA 200B-80, will be used.
- High pressure section: After determining the pressure required by the membrane core to perform reverse osmosis with a 50% conversion, the Flowserve brand pump, model MSH-065-D, is selected.
- Recirculation section: A comparison is made between the two main manufacturers of this equipment (Energy Recovery and Danfoss), it is decided to use, as mentioned above, the ISave50 model from the Danfoss manufacturer because it consumes less absorbed power than the other maker.
- Brine discharge section: It is decided to use a discharge through an underwater outlet due to the high number of protected species found on the coastline closest to the EDAM; The study of the characteristic parameters of the rejection pump determines that it will not be necessary to size it because it has enough useful head not to require one.

For the dimensioning of the energy supply system using renewable energies, all the necessary parameters of the selected locations are determined to be entered in the different programs and web resources used, concluding with the use of the Enercon E48 / 800 wind turbine arranged at its minimum nacelle height. and a quantity of 1404 SunPower brand solar modules, the Maxeon 3 model. The wind turbine and the solar farm supply a total of 104.10% and 19.78% of the total consumption of the EDAM respectively.

A series of simplifications and hypotheses have been taken to continue with the project at different points because a study of this nature requires a series of rethinking 'in situ' that are not possible due to the main scope of the project, starting with the analysis of the chemical composition of the

captured water, continuing with the hypothetical civil works to be carried out for the distribution section.

Everything is done with a clear objective, the autonomous learning of the student to make decisions about different problems that are caused throughout the realization of the dimensioning, acquiring a wide range of skills, knowledge, and topics.

As far as the conclusions developed from the study of desalination and renewable energies are sectors in which it is necessary to keep up to date with the innovations that the sector requires for a development of sanitation and energy management appropriate to the environmental developments that are a trend in the most years recent events and that will become very important in the near future where it will be necessary to adapt small and large cities for a better interaction with the environment.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGIA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO I:
CONCEPTOS TEÓRICOS

TRABAJO FINAL DE GRADO:
**DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice de contenidos:

1. CONCEPTO DE ÓSMOSIS INVERSA _____	1
1.1. Funcionamiento del proceso de Ósmosis _____	1
1.2. Funcionamiento del proceso de Ósmosis Inversa _____	1
1.3. Aplicaciones _____	2
1.4. La membrana de ósmosis inversa _____	2
1.4.1. Plato y marco _____	2
1.4.2. Tubular _____	3
1.4.3. Capilares _____	3
1.4.4. Fibra hueca _____	4
1.4.5. De arrollamiento en espiral. _____	5
1.5. Principales parámetros que definen el proceso de OI _____	6
1.5.1. Caudal _____	6
1.5.2. Flujo de permeado _____	7
1.5.3. Rechazo de sales _____	7
1.5.4. Conversión _____	8
1.5.5. Presión transmembrana (TMP) _____	9
1.5.6. Caída de presión _____	9
2. CONFIGURACIONES DE UN SISTEMA DE ÓSMOSIS INVERSA _	9
2.1. Configuración básica _____	9
2.1.1. Un Solo Paso _____	9
2.1.2. Etapas de Concentración _____	10
2.1.3. Pasos de Desalación _____	10
2.2. Otras configuraciones destacadas _____	11
2.2.1. Recirculación del flujo de rechazo _____	11
2.2.2. Recirculación del flujo permeado _____	11
2.2.3. Configuración habitual en desaladoras de gran tamaño _____	12
2.3. Ecuaciones básicas que rigen el diseño _____	12
2.3.1. Flujo de permeado _____	12
2.3.2. Flujo de soluto _____	13
2.3.3. Rechazo y paso de sales _____	13
2.3.4. Correlación entre las condiciones de operación en las prestaciones _____	14
3. INSTALACIÓN DESALADORA DE AGUA POR ÓSMOSIS INVERSA	14

3.1. Captación del agua de mar _____	15
3.1.1. Captación con toma cerrada _____	15
3.1.2. Captación con toma abierta _____	16
3.2. Pretratamiento _____	17
3.2.1. Composición del agua del mar _____	17
3.2.2. Pretratamiento para los procesos de desalación por membranas _____	19
3.2.3. Pretratamiento físico-químicos _____	22
3.2.3. Pretratamiento mediante membranas _____	25
3.3. Núcleo de la desalación _____	27
3.3.1. Bombas de alta presión _____	27
3.3.2. Recuperadores de energía (Energy Recovery Device, ERD) _____	29
3.3.3. Bastidor de membranas _____	32
3.4. Postratamiento de acondicionamiento _____	33
3.4.1. Eliminación de CO ₂ o descarbonatación _____	33
3.4.2. Intercambiador iónico _____	33
3.4.3. Acondicionamiento químico _____	34
3.5. Distribución y drenaje de salmuera _____	35
3.5.1. Distribución del agua producto _____	35
3.5.2. Drenaje de la salmuera _____	36
4. OTROS MÉTODOS DE DESALACIÓN _____	36
4.1. Método de desalación mediante membranas _____	36
4.1.1. Electrólisis _____	36
4.1.2. Desalación mediante evaporación del agua _____	37
5. ENERGÍA RENOVABLE EN LA DESALACIÓN _____	40
5.0.1. Uso directo _____	40
5.0.2. Uso indirecto _____	40
5.0.3. Uso mixto _____	41
5.1. Energía eólica _____	41
5.1.1. Introducción teórica a la energía eólica _____	41
5.1.2. Aerogeneradores _____	42
5.1.3. Conceptos teóricos importantes _____	43
5.2. Energía solar _____	45
5.2.1. Introducción teórica a la energía solar _____	45
5.2.2. Efecto fotoeléctrico _____	47

5.2.3. Célula fotovoltaica _____	47
5.2.4. Introducción a los sistemas fotovoltaicos _____	49
5.2.5. Horas solares pico (HSP) _____	50

Índice de figuras:

Figura 1.1: El proceso de ósmosis. Fuente: Infobiologia.net.....	1
Figura 1.2: Proceso de Ósmosis Inversa. Fuente: bosstech.pe.....	2
Figura 1.3: Esquema de la disposición plato y marco. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009).....	3
Figura 1.4: Esquema disposición membrana tubular. Fuente: synderfiltration.com.....	4
Figura 1.5: Esquema de la disposición fibra hueca. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009).....	4
Figura 1.6: Representación de un módulo de membrana en espiral. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009).....	5
Figura 1.7: Ensuciamiento de una membrana en espiral. Fuente: kleinscale.com.....	6
Figura 1.8: Balance de masas tomando la membrana como volumen de control. Fuente: Elaboración propia.....	7
Figura 1.9: Conversión de desaladoras de menos de 50.000 m ³ /día en España. Fuente: J. Cabero García, “Proceso de des desalación de agua de mar mediante un sistema de ósmosis inversa de muy alta conversión en 3 etapas con recirculación de permeado y doble sistema de recirculación de energía” Tesis doctoral, Uni. Del País Vasco, España, 2015.....	8
Figura 2.1: Configuración un solo paso. Fuente: Elaboración propia.....	9
Figura 2.2: Etapas de Concentración. Fuente: Elaboración propia.....	10
Figura 2.3: Pasos de Desalación. Fuente: Elaboración propia.....	10
Figura 2.4: Configuración EDAM gran tamaño. Fuente: Elaboración propia.....	12
Figura 3.1: Captación de agua de mar mediante toma cerrada. Fuente: mailxmail.com.....	15
Figura 3.2: Captación de agua de mar mediante toma abierta. Desaladora Las Palmas III. Fuente: Guía de desalación.....	16
Figura 3.3: Composición y características típicas del agua de mar. Fuente: Guía de desalación.....	17
Figura 3.4: Contaminantes más frecuentes. Fuente: Guía de desalación.....	18
Figura 3.5: Solubilidad en gramos de sal/100 g de agua y pK _{ps} ² de las sales de mayor interés en desalación. Fuente: Guía de desalación.....	21

Figura 3.6: Espectros de filtración o potencial de separación. Modificado de GE Osmonics. Fuente: Guía de desalación.	26
Figura 3.7: Resumen de los resultados de un estudio de eliminación de diferentes microorganismos por ultrafiltración. Fuente: Guía de desalación	26
Figura 3.8: Esquema de una membrana. Imagen cortesía de Dow Chemical Ibérica S.L. Fuente: Guía de desalación.	27
Figura 3.9: Bomba de desplazamiento positivo, izquierda tipo rotativo, derecha tipo pistón. Fuente: 4.bp.blogspot.com.....	28
Figura 3.10: Bomba centrífuga. Fuente: inoxmim.com.....	28
Figura 3.11: Intercambiador de presión isobárico colocado correctamente en un sistema de desalación. Fuente: energyrecovery.com	29
Figura 3.12: Turbina Pelton. Fuente: directindustry.es.....	30
Figura 3.13: Turbocharger. Fuente: energyrecovery.com	30
Figura 3.14: Intercambiador de presión isobárico marca Energy Recovery. Fuente: energyrecovery.com	32
Figura 3.15: Intercambiador de presión isobárico marca Danfoss modelo iSave 40. Fuente: danfoss.com	32
Figura 3.16: Bastidor de membranas. Fuente: tecnoaqua.es	33
Figura 3.17: Máxima concentración de cloruros admitida por la legislación vigente. Fuente: Guía de desalación.....	35
Figura 4.1: Esquema del proceso de electrodiálisis. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009).....	37
Figura 4.2: Diagrama de proceso M.S.F. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)	38
Figura 4.3: Diagrama térmico de la M.S.F. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)	38
Figura 4.4: Ciclo del proceso de multiefecto. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)	39
Figura 4.5: Ciclo termodinámico del proceso de compresión mecánica de vapor. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)	40
Figura 5.1: Partes de un aerogenerador. Fuente: proalt.es	43
Figura 5.2: Ralentización del viento en una turbina. Fuente: Windpower.dk	44
Figura 5.3: Figura explicativa del término Horas Solares Pico (HSP). Fuente: wikipedia.org.....	50

Índice de tablas:

Tabla 5.1: Evaluación según factor de carga. Fuente: Ingeniería de la energía eólica. Miguel Villarrubia López.....	45
---	----

1. CONCEPTO DE ÓSMOSIS INVERSA

1.1. Funcionamiento del proceso de Ósmosis

La ósmosis es un proceso natural en el que el solvente se mueve normalmente de un área de baja concentración, que tiene alto potencial hídrico, a través de una membrana semipermeable, hacia el área de alta concentración de este, que posee un bajo potencial hídrico. Este comportamiento supone, por tanto, una difusión simple a través de la membrana, sin gasto de energía debido a que se crea la fuerza que ocasiona el movimiento del solvente ya que la reducción en la energía libre del sistema cuando la diferencia en la concentración del solvente en cualquiera de los lados de una membrana es reducida, generando esa presión osmótica que produce este proceso.

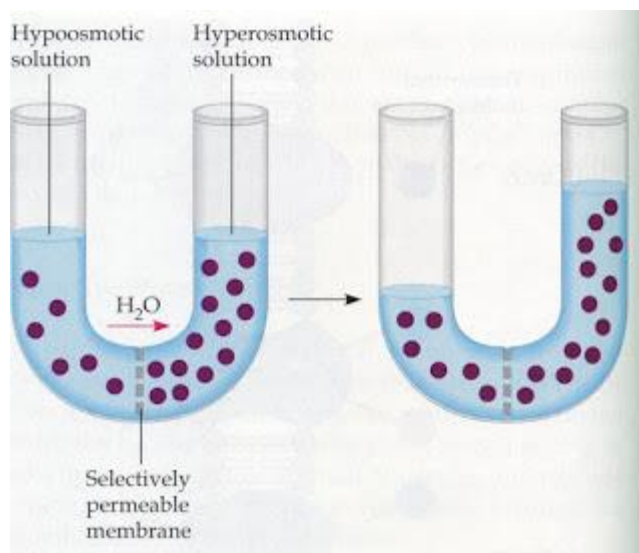


Figura 1.1: El proceso de ósmosis. Fuente: Infobiologia.net

Observando la figura 1.1. el proceso de ósmosis, movimiento del solvente que en este caso es agua, para cuando se alcanza un estado de equilibrio del potencial hídrico a ambas áreas.

1.2. Funcionamiento del proceso de Ósmosis Inversa

La ósmosis inversa es la tecnología que permite la purificación del agua utilizando una membrana semipermeable para eliminar iones, moléculas y partículas más grandes de un agua de baja concentración de soluto a una de alta concentración de este. Para conseguir esta purificación es necesario aplicar una presión osmótica externa, una propiedad coligativa producida por las diferencias de potencial químico del solvente, se consigue invertir el flujo natural del solvente.

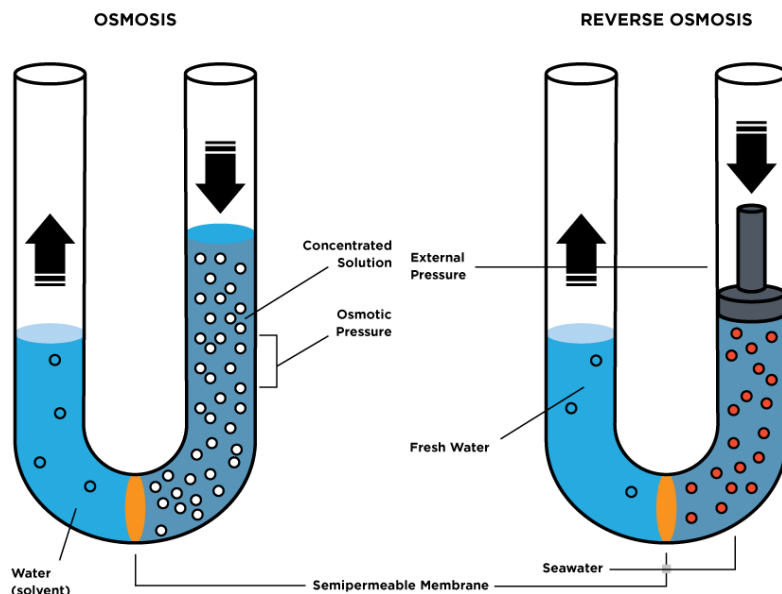


Figura 1.2: Proceso de Ósmosis Inversa. Fuente: bosstech.pe

1.3. Aplicaciones

La purificación mediante la ósmosis inversa permite eliminar muchos tipos de elementos suspendidos en el agua, incluyendo algunas bacterias, y pueden ser utilizada para diferentes aplicaciones como puede ser:

- Agua destinada al consumo humano (agua potable).
- Agua destinada al riego de cultivos.
- Agua destinada a procesos industriales. Como la misma creación del agua potable para el consumo humano.

Normalmente se utiliza la ósmosis inversa en procesos como es la purificación del agua marina, el objetivo de este trabajo final de grado, extrayendo efluentes tales como sal de las moléculas de agua.

1.4. La membrana de ósmosis inversa

La membrana semipermeable que se utiliza para realizar el proceso de ósmosis inversa se trata de una estructura que posee poros o agujeros de tamaño molecular, tan pequeño que deja pasar a las moléculas más minúsculas y, por ende, las grandes no pueden pasar a través de ella, filtrando el fluido que pase a través de ella dejando por un lado el solvente y por el otro, el soluto. Existen diferentes disposiciones para esta membrana semipermeable:

1.4.1. Plato y marco

Históricamente es de las primeras membranas en utilizarse para el propósito de realizar el proceso de ósmosis inversa, y actualmente está en desuso debido a la baja capacidad de producción, limitando sus usos a los de procesos químicos de productos alimenticios.

Se trata de emplear membranas planas unas sobre otras formando una columna cuyo soporte principal utilizado será un marco, circular o rectangular. Para recoger el permeado producido, las membranas se dispondrán a ambos lados de un plato. En la figura 1.3 se dispone de un esquema representativo de la disposición.

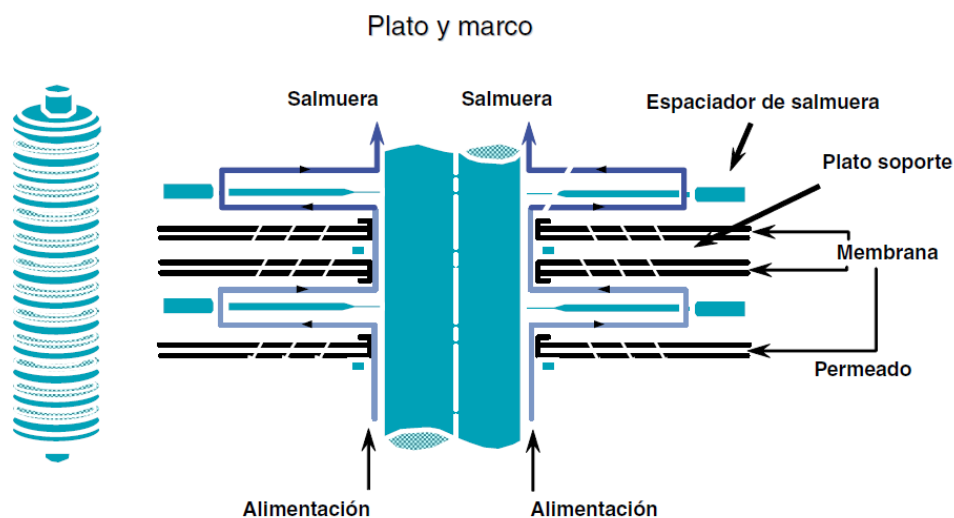


Figura 1.3: Esquema de la disposición plato y marco. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)

1.4.2. Tubular

La membrana se introduce dentro de un tubo poroso de PVC (fig. 1.4) habitualmente, tienen un diámetro aproximado de 5 a 15mm, la ubicación de estas es dentro de un tubo, el flujo es usualmente de manera longitudinal de adentro hacia afuera, disponiendo en el fondo del módulo un tubo que recoge el líquido permeado.

Debido al tamaño de la superficie de la membrana, no es probable que ocurran taponamientos de las membranas tubulares y el mayor inconveniente de estas membranas es que la densidad del empaque es baja, con lo cual resulta en altos precios por módulo y capacidad de producción baja.

1.4.3. Capilares

Es la membrana intermedia entre la tubular y la fibra hueca, debido a que el diámetro es mucho más pequeño que el de las membranas tubulares, de 0,5 a 5 mm, por tanto, aumenta el riesgo de taponamiento, pero tienen como beneficio la mucho mayor densidad del empaque.

El flujo a través de estas es longitudinal de afuera hacia adentro y viceversa, y es suficientemente fuerte para resistir presiones de filtración.

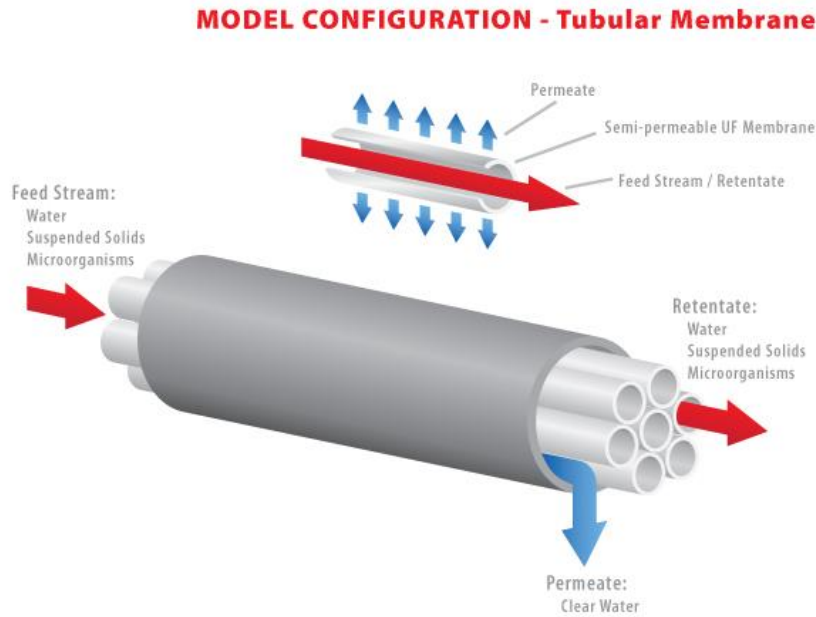


Figura 1.4: Esquema disposición membrana tubular. Fuente: synderfiltration.com

1.4.4. Fibra hueca

Similar al caso anterior, pero en esta ocasión las membranas de fibra hueca son membrana con un diámetro inferior a 0,1 micrómetro, por tanto, las posibilidades de taponamiento de una membrana de fibras huecas son muy altas por lo que suelen ser utilizada únicamente para el tratamiento de agua con un bajo contenido de sólido o suspendidos. la densidad del empaque de una membrana de fibra hueca muy alta constituyendo su propia estructura soporte. Se retienen las moléculas desechables y se permite el flujo del agua producto por su interior, recogándose a través del extremo opuesto de la alimentación. Las aplicaciones de estas son usadas, con frecuencia, para la ósmosis inversa (RO) y nano filtración.

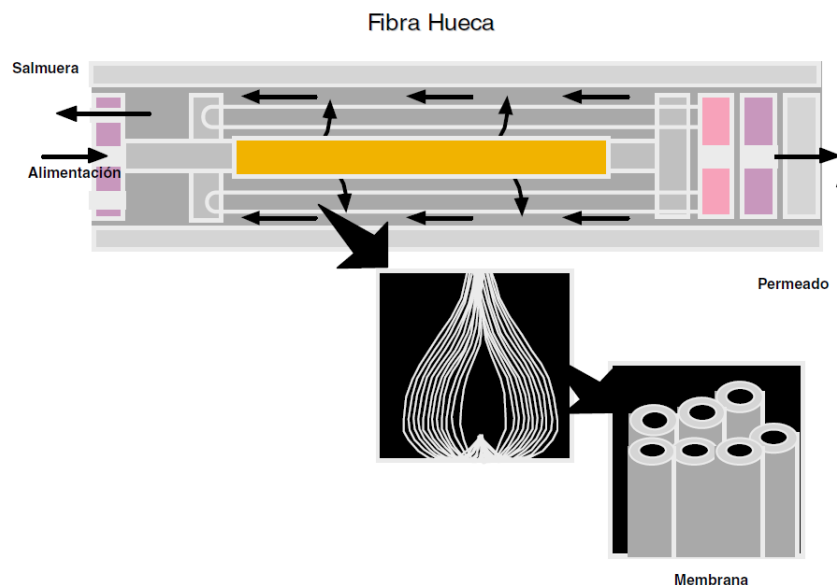


Figura 1.5: Esquema de la disposición fibra hueca. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)

1.4.5. De arrollamiento en espiral.

Consiste en dos capas de membranas paralelas, con sus capas activas opuestas, y dando al exterior. La separación que queda entre ellas está compuesta por un material permeable, esto conforma una envolvente flexible, al mismo tiempo está cerrado por tres de sus extremos, el cuarto lado queda abierto y comunica con un tubo central que recoja el permeado de todas las envolventes. Entre dos envolventes, existe una malla de material plástico de espesor 0,75 a 1,10 mm, encargada de distribuir la corriente de alimentación-rechazo y crea un flujo turbulento que evita que en la capa activa de la membrana se deposite un exceso de concentrado que limite el flujo de agua, conociéndose a este fenómeno como polarización.

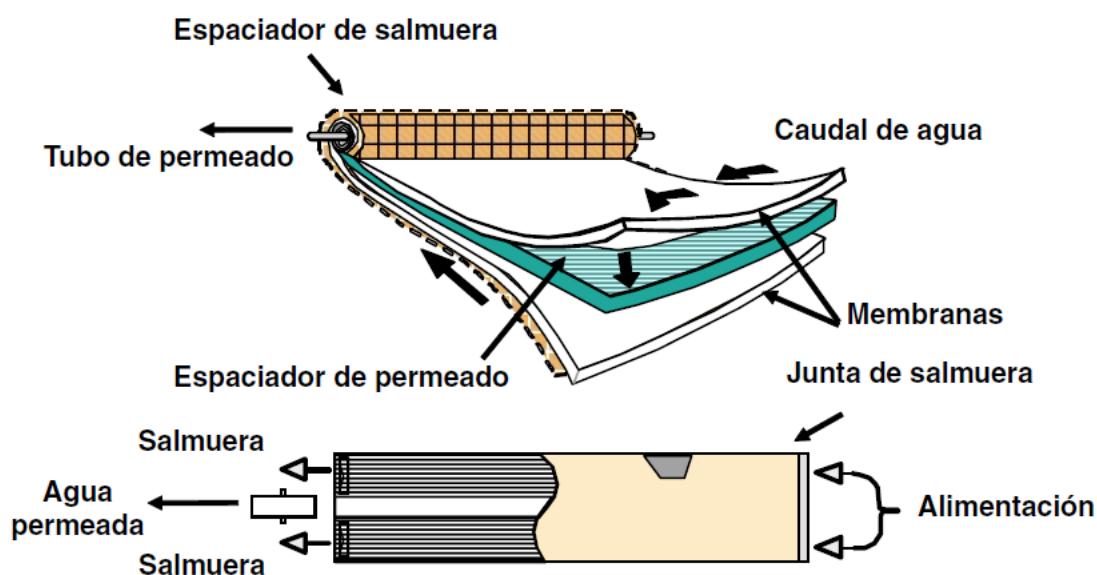


Figura 1.6: Representación de un módulo de membrana en espiral. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)

La configuración de arrollamiento en espiral posee una elevada compacidad, de entre 300 y 1000 m²/m³, no obstante, no llega a las de fibras huecas, son más económicas, mayor facilidad para limpieza, tanto por vía hidráulica como por vía química, por lo que permite que se puedan usar fluidos más cargados, con mejor control de calidad y fáciles de renovar. El principal inconveniente es que no se puedan utilizar con fluido que posean una excesiva turbiedad, ya que las secciones de pasos son pequeñas y por consiguiente susceptibles al ensuciamiento.

Las membranas suelen fabricarse, actualmente, de poliamida, dado sus prestaciones de frente al agresivo frente marino ya que es hidrofóbico que no absorbe la humedad.

Cabe destacar que una de las primeras plantas de gran capacidad en el mundo que hicieron práctica de este tipo de disposición de membranas de arrollamiento en espiral fue en la planta desaladora de Las Palmas III, ubicada en Las Palmas de Gran Canaria, considerándose un gran hito dentro de la historia de la desalación en nuestro país.



Figura 1.7: Ensuciamiento de una membrana en espiral. Fuente: kleinscale.com

1.5. Principales parámetros que definen el proceso de OI

1.5.1. Caudal

En un equipo de ósmosis inversa se distinguen tres flujos, El principal se trata de la corriente de alimentación, la cual, es separada en la membrana semipermeable en las otras dos corrientes, la corriente de permeado y de concentrado.

- El caudal de alimentación o de aporte, se define como el volumen de agua por unidad de tiempo que entra al sistema de ósmosis inversa.
- El caudal de permeado se define como el volumen de agua por unidad de tiempo que pasa a través de la membrana.
- El caudal de concentrado se define como el volumen de fluido por unidad de tiempo que no ha pasado a través de la membrana, y sale expulsado del sistema OI con los iones rechazados.

$$Q = v * A \quad (1.1)$$

Donde:

v= Velocidad (Metros por segundo m/s); A= Área (metros cuadrados m²)

Se tratará por tanto de un balance de masas tomando como volumen de control el módulo de la membrana:

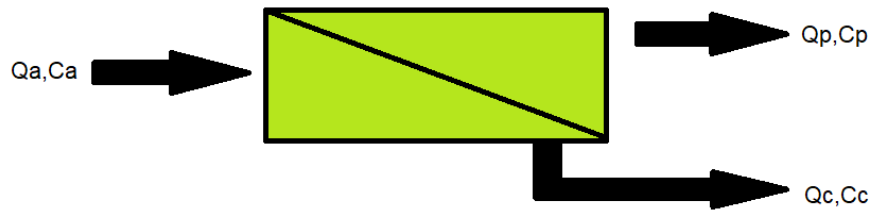


Figura 1.8: Balance de masas tomando la membrana como volumen de control. Fuente: Elaboración propia

$$Q_a * C_a = Q_p * C_p + Q_c * C_c \quad (1.2)$$

Donde:

Qa= Caudal de alimentación o de aporte (l/min); Qp= Caudal de permeado (l/min); Qc= Caudal de rechazo o concentrado (l/min); Cf= Concentración de sales en la alimentación o aporte (mg/l); Cp=Concentración de sales en el permeado (mg/l); Cc= Concentración de sales en el rechazo o concentrado (mg/l).

1.5.2. Flujo de permeado

El flujo de permeado se mide en litros por metro cuadrado por hora (lmh) o en galones por pie cuadrado por día (gfd).

El flujo de permeado describe la cantidad de permeado producido por unidad de tiempo y unidad de área de la membrana.

$$J = \frac{Q_p}{S} \quad (1.3)$$

J=flujo de permeado (lmh); Qp=Caudal de permeado (l/s); S= Superficie de la membrana (m²).

1.5.3. Rechazo de sales

Porcentaje de rechazo de sales que describe la cantidad de soluto retenido por la membrana, es un parámetro que indica la calidad del flujo permeado.

$$R = \left(1 - \frac{C_p}{C_m}\right) * 100 \quad (1.4)$$

$$C_m = \frac{C_a + C_c}{2} \quad (1.5)$$

R= Rechazo (%); Ca= Concentración en permeado (%); Cm= Concentración media (%); Ca= Concentración en alimentación (%); Cc= Concentración en el concentrado (%).

1.5.4. Conversión

Se define como la fracción de caudal de alimentación que pasa a través de la membrana.

$$Y = Q_p / Q_a \quad (1.6)$$

Y= Conversión (%); Qp= Caudal de permeado (l/min); Qa= Caudal de alimentación o de aporte (l/min)

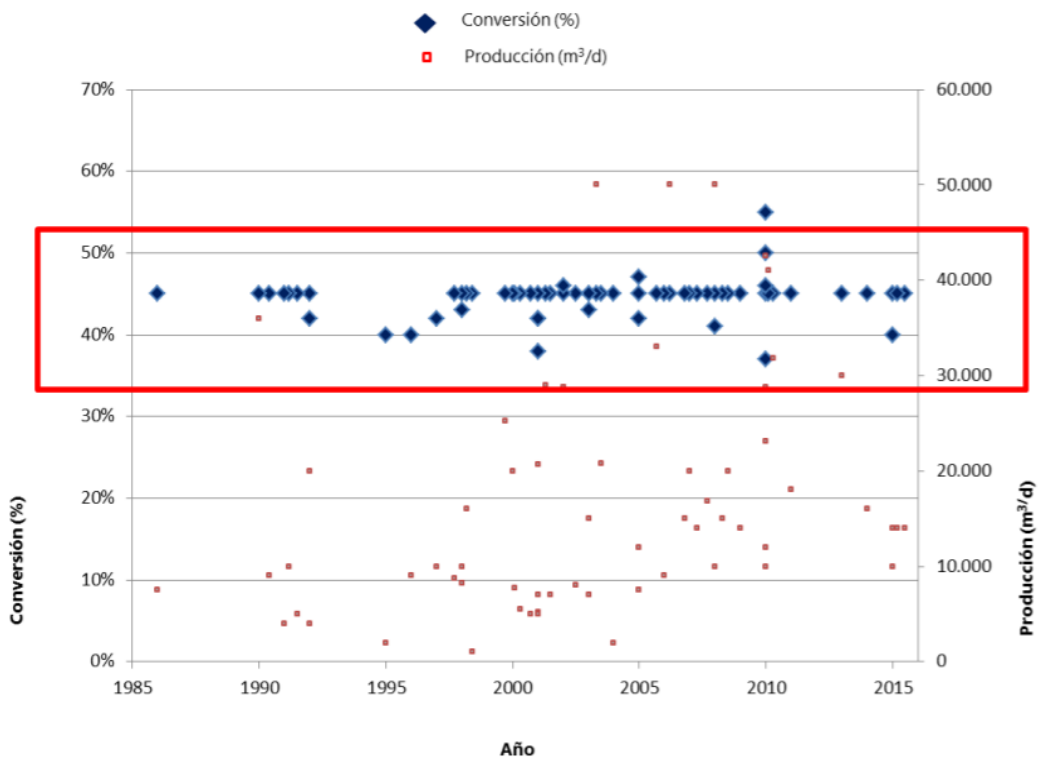


Figura 1.9: Conversión de desaladoras de menos de 50.000 m3/día en España. Fuente: [5]

Como se observa en la figura 1.9, se observa que el porcentaje de conversión de la desaladora de menos de 50000 metros cúbicos por día es entre el 40% - 50%.

1.5.5. Presión transmembrana (TMP)

Se define como la diferencia entre el lado de permeado y de alimentación o aporte en la membrana. permite que ocurra la separación entre el solvente y el soluto, produciendo el flujo permeado. Si este aumenta, incrementa el flujo otra vez de la membrana semipermeable.

$$TMP = \frac{P_a + P_c}{2} - P_p \quad (1.7)$$

P_a = Presión de alimentación (bar o psi); P_c = Presión de concentrado (bar o psi); P_p = Presión del terminal (bar o psi).

1.5.6. Caída de presión

Se trata de la diferencia entre las presiones de alimentación o aporte y las del concentrado mientras el agua circula a través de las membranas.

$$dp = P_a - P_c \quad (1.8)$$

P_a = Presión de alimentación (bar o psi); P_c = Presión de concentrado (bar o psi)

2. CONFIGURACIONES DE UN SISTEMA DE ÓSMOSIS INVERSA

2.1. Configuración básica

2.1.1. Un Solo Paso

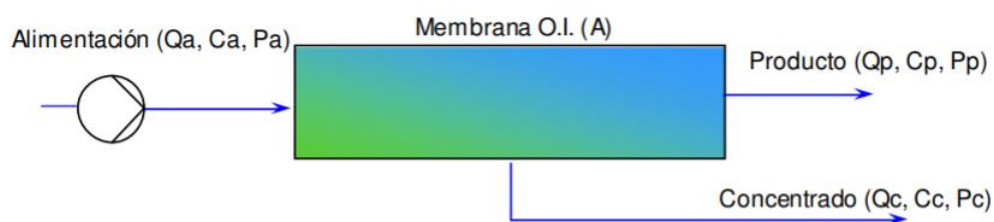


Figura 2.1: Configuración un solo paso. Fuente: Elaboración propia

Es la configuración más básica, se realiza el mismo balance de masas anteriormente expuesto por ello qué es necesario preguntarse si existe la posibilidad de optimizar el caudal de agua de alimentación, ahorrar costes o minimizar el vertido.

2.1.2. Etapas de Concentración

Un bastidor de membranas de un sistema de ósmosis inversa incluye una serie de membranas, que también se llaman elementos, que se alojan en el interior de los tubos de presión. Dentro de estos, las membranas son conectadas secuencialmente, habitualmente suelen tener siete u ocho membranas por tubos de presión.

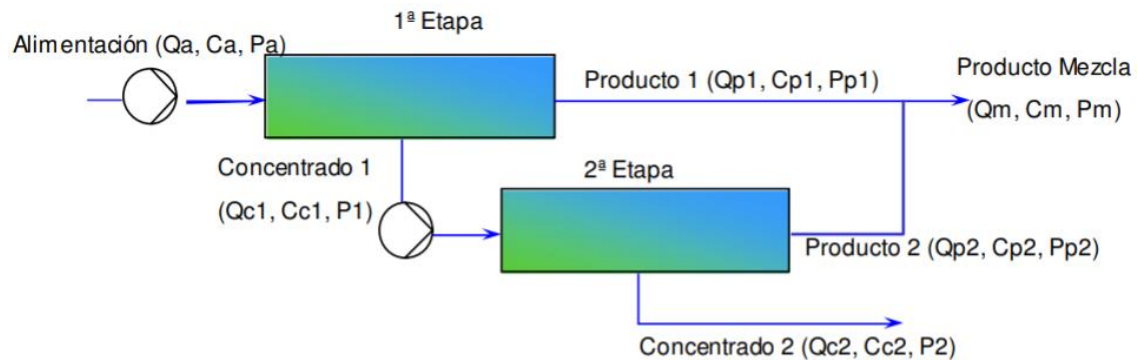


Figura 2.2: Etapas de Concentración. Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la figura el flujo concentrado de la primera membrana será el caudal de alimentación o aporte que pasa en la segunda y así sucesivamente, produciéndose varios puntos a destacar:

- Se produce un incremento de la conversión global debido al menor aporte de agua y la reducción del volumen de rechazo; el valor de la conversión global variará dependiendo del número de etapas, siendo mayor cuando existen mayor número de etapas.
- Puede darse la posibilidad de utilizar diferente tipo de membrana por cada etapa obteniéndose conversiones diferentes, siendo típicamente menor al 85-90% en la tercera etapa.
- Esta configuración no mejora la calidad del permeado y fundamentalmente utilizada para aguas salubres.
- En cada etapa suele variar la superficie de membrana 2:1 o 3:1, lo que significa que en la etapa siguiente contará con la mitad o un tercio de superficie de membrana.

2.1.3. Pasos de Desalación

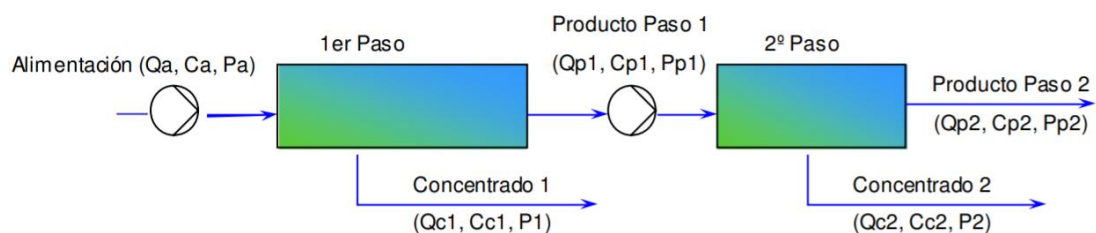


Figura 2.3: Pasos de Desalación. Fuente: Elaboración propia

En la figura 2.3 se observa que el caudal permeado producto del primer paso será el caudal de alimentación en el segundo paso, se destaca:

- Una mejora en la calidad del flujo de permeado final, pero con un incremento en los costes y en los consumos específicos del sistema de impulsión.
- En cada paso se suele disponer de diferentes superficies de membrana, siendo 3;1 generalmente, es decir, se suele contar con un tercio de las membranas por cada paso.
- Conversiones diferentes en cada paso; en un segundo paso ya se puede conseguir una conversión menor al 85-90%.
- Como en la configuración de etapas de concentración, puede darse la posibilidad de utilizar diferente tipo de membrana por cada etapa obteniéndose conversiones diferentes y PH's de operación.
- La configuración, típicamente, se suele utilizar en aplicaciones tanto en agua salobre como en agua marina que necesiten una calidad superior al que puede ofrecer una configuración de etapas de concentración.

2.2. Otras configuraciones destacadas

2.2.1. Recirculación del flujo de rechazo

En una configuración de un solo paso, para mejorar la conversión una opción es aplicar una recirculación de una parte del flujo de rechazo o concentrado, teniendo como consecuencia varios puntos a destacar:

- El flujo se introduce en el tramo de succión de la bomba de alimentación y reduce el ensuciamiento e incrustación en las membranas.
- La desventaja principal es el aumento del consumo específico debido a que la bomba deberá suministrar mayores presiones y, por tanto, una pérdida en la calidad del permeado.

2.2.2. Recirculación del flujo permeado

En esta ocasión se produce una vuelta de parte del flujo de permeado producto del paso por la membrana al caudal de alimentación, más concretamente en el tramo de succión de la bomba de alta presión, esta configuración:

- Se utiliza habitualmente para estabilizar la temperatura del flujo de alimentación principal para que las variaciones de esta sean menores y no causen inestabilidad ni pérdidas de calidad del flujo permeado.
- Se produce un aumento de la calidad del permeado gracias a la mezcla del flujo permeado con el de alimentación.

- C_{am} : Concentración media de la alimentación; C_a : Concentración de la alimentación; C_p : Concentración del flujo permeado; C_c : concentración del flujo del concentrado

Hay que destacar:

- El flujo de un fluido se expresa como litros por metro cuadrado de membrana semipermeable por hora (lmh) o en galones por pie cuadrado por días (gfd).
- El flujo de permeado es proporcional a la presión neta conductora (net driving pressure, NDP).
- La caída de presión (dp) se calcula mediante el caudal medio Q_{am} (alimentación y concentrado):

$$dp = a * (Q_{am})^b \quad (2.6)$$

$$Q_{am} = (Q_a + Q_c) / 2 \quad (2.7)$$

Tanto a, como b, son copias siempre específicas para esta configuración del elemento y del espaciamiento de la alimentación y el valor de estos se obtiene experimentalmente.

- El caudal del agua producto Q_p se obtiene:

$$Q_p = M_A * J_p \quad (2.8)$$

Siendo M_A el área total de la membrana semipermeable.

- Por último, si existe un ambiente con alto potencial de ensuciamiento, el flujo de permeado debe ser bajo para reducir el riesgo de incrustaciones.

2.3.2. Flujo de soluto

Se denomina flujo de soluto J_s al transporte de este a través de la membrana de ósmosis inversa y es directamente proporcional a la diferencia de concentración a través de la membrana y la permeabilidad del soluto (B):

$$J_s = B * (C_{am} - C_p) \quad (2.9)$$

2.3.3. Rechazo y paso de sales

El rechazo de sales (rejection, R) y paso de sales (salt passage, SP) usualmente son expresados en porcentaje y se obtienen:

$$R = 1 - \left(\frac{C_{am}}{C_p} \right) \quad (2.10)$$

$$SP = 1 - R = \frac{C_p}{C_{am}} \quad (2.11)$$

2.3.4. Correlación entre las condiciones de operación en las prestaciones

Las prestaciones un sistema de membranas de ósmosis inversa (flujo y rechazo o paso de sales) tienen influencias directas por las condiciones de operación (presión, temperatura, concentración de la alimentación, etc....)

Existen una relación entre los parámetros de flujo específico y pasó de sales con las condiciones de operación:

$$A_s = A_n * TCF_1 * SCA_1 * FF \quad (2.12)$$

$$SP_s = SP_n \left[\frac{(J_p)_N}{(J_p)_s} \right] * TFC_2 * SCA_2 \quad (2.13)$$

Donde:

A_s : flujo específico para las condiciones de operación; A_n : flujo específico para las condiciones nominales.

SP_s : Paso de sales para condiciones de operación; SP_N : paso de sales para condiciones nominales.

TCF: Factor de correlación con la temperatura (1 para el flujo específico y 2 para el paso de sales).

SCA: Factor de correlación para la concentración en la alimentación (1 para el flujo específico, 2 para el paso de sales).

FF: factor de ensuciamiento (fouling factor).

3. INSTALACIÓN DESALADORA DE AGUA POR ÓSMOSIS INVERSA

Una planta desaladora de agua de mar se compone principalmente de cinco partes:

1. Captación de agua de mar.
2. Pretratamiento.
3. Núcleo de desalación: Equipos de bombeo y bastidor de membranas de ósmosis inversa.
4. Postratamiento de acondicionamiento.
5. Distribución y drenaje de salmuera.

3.1. Captación del agua de mar

Las tomas de captación más comunes, dependiendo de la localización y del caudal de la extracción, son:

3.1.1. Captación con toma cerrada

Se realiza mediante pozos profundos, pozos playeros o mediante una cántara. Tiene como características principales:

- Agua limpia como consecuencia de la acción filtrante del terreno.
- Mínima actividad orgánica o biológica.
- Baja concentración de oxígeno disuelto.
- Temperaturas estables.
- Posible presencia de altas concentraciones de hierro, manganeso, sílice y aluminio.
- Posible contaminación por nitratos y plaguicidas.
- Composición química bastante estable, aunque sujeta a variaciones temporales o estacionales por contacto con otros acuíferos.

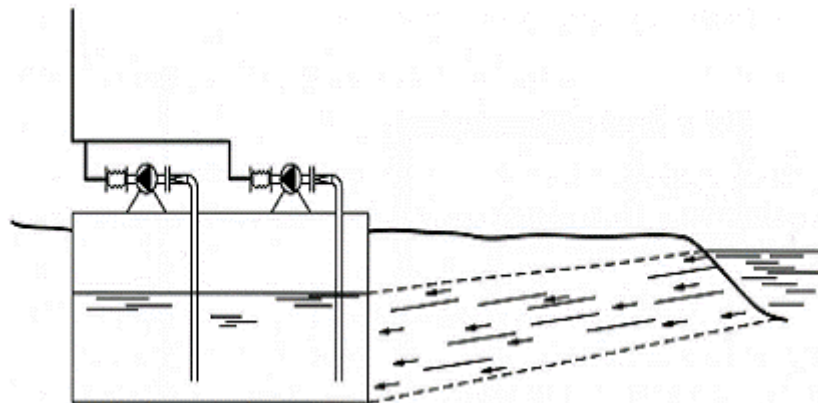


Figura 3.1: Captación de agua de mar mediante toma cerrada. Fuente: mailxmail.com

El agua, en su recorrido desde el mar hasta el pozo, mejora sus propiedades físicas y químicas mediante un proceso de filtrado natural por parte del terreno costero y marino. Utilizando este tipo de captación se obtiene:

- Disminución de partículas sólidas en suspensión. El terreno hace de filtro eliminando gran parte de los sólidos disueltos que pueden producir un deterioro en los equipos de desalación.
- Mínima actividad biológica y orgánica. Se minimiza la actividad biológica y orgánica aumentando la vida útil de las membranas al ser elementos bastante perjudiciales para estas. Además, se reducen costes económicos relacionados con procesos de pretratamientos.
- Baja concentración de oxígeno disuelto.

- Temperaturas estables. Una de las ventajas que presentan los pozos de captación es la gran estabilidad física y química que presenta el agua de alimentación. La temperatura se mantiene constante a lo largo del año.

No obstante, también posee una serie de inconvenientes:

- Posible presencia de importantes concentraciones de hierro, manganeso, sílice y aluminio.
- Posible contaminación por nitratos y plaguicidas.
- Composición química bastante estable, aunque sujeta a variaciones temporales o estacionales por contacto con otros acuíferos. Por ejemplo, en nuestro caso, cabe la posibilidad de contaminación de agua dulce en las épocas de mayor precipitación.

3.1.2. Captación con toma abierta

Se realiza mediante captaciones superficiales, escolleras o por emisarios marinos. Las características principales son:

- Contenido en sólidos en suspensión importante y variable.
- Importante actividad biológica y presencia de materia orgánica.
- Mayor exposición a la contaminación.
- Importante concentración de oxígeno disuelto.
- Composición química muy variable.
- Posible presencia de gran variedad de contaminantes.
- Temperaturas más variables.



Figura 3.2: Captación de agua de mar mediante toma abierta. Desaladora Las Palmas III.
Fuente: Guía de desalación.

3.2. Pretratamiento

3.2.1. Composición del agua del mar

Antes de explicar cómo se realiza el pretratamiento que necesita el agua, es necesario exponer la composición del agua del mar, la cual, varía según el origen o características marinas, siendo de mayor concentración de sales en lugares cálidos con poca renovación, y menor en lugares semicerrados con abundantes aportes continentales.

Tabla 1. Composición y características típicas del agua de mar¹	
Parámetro	Intervalos de referencia
Temperatura, °C	15 – 35
pH	7,9 – 8,1
Sales disueltas, mg/L	30.000 – 45.000
Conductividad, µS/cm (a 20 °C)	44.000 – 58.000
Bicarbonatos, mg/L	120 – 170
Sulfatos, mg/L	2.425 – 3.000
Cloruros, mg/L	17.500 – 21.000
Bromuros, mg/L	59 – 120
Nitratos, mg/L	0,001 – 4,0
Fluoruros, mg/L	1
Boro, mg/L	4 – 6
Amonio, mg/L	0,005 – 0,05
Sodio, mg/L	9.600 – 11.700
Potasio, mg/L	350 – 500
Calcio, mg/L	375 – 525
Magnesio, mg/L	1.025 – 1.400
Estroncio, mg/L	12 – 14
Sílice (SiO ₂), mg/L	0,01 – 7,4
Carbono orgánico total, mg/L	1,2 – 3,0
Nitrógeno orgánico, mg/L	0,005 – 0,03

Figura 3.3: Composición y características típicas del agua de mar. Fuente: Guía de desalación.

En la tabla expuesta en la figura 3.3 se exponen las concentraciones medias de los constituyentes químicos mayoritarios del agua marina como se observa que se trata de una solución con gran cantidad de sales disueltas con más pero muy pobre en nutrientes como lo son el nitrógeno, fósforo y carbono. El volumen más importante de biomasa lo compone el plancton, formado fundamentalmente por algas (fitoplancton) y animales microscópicos (zooplancton).

Los contaminantes que pueden alcanzar el medio marino con mayor facilidad son los siguientes:

- Hidrocarburos.
- Materia orgánica, sustancias tensioactivas (detergentes), elementos nutrientes y microorganismos aportados por las aguas residuales urbanas y ganaderas.

- Metales pesados.
- Compuestos organohalogenados.
- Sustancias sólidas.

Por tratarse de casos muy específicos, no se considera la contaminación radioactiva por vertido de radioisótopos, ni la contaminación térmica.

La guía de desalación para producción de agua de consumo humano nos brinda una tabla en la cual se expone los contaminantes en el agua y la causa u origen que pueden encontrarse en las aguas continentales.

Tabla 3. Contaminantes más frecuentes	
Sustancias o contaminantes en el agua	Causa u origen
Materia en suspensión.	Arrastres por agotamiento del acuífero por sobreexplotación.
Sales disueltas.	Intrusión marina en el acuífero por sobreexplotación. Vertidos salinos.
Nitratos y nitritos.	Uso masivo de fertilizantes nitrogenados, o infiltraciones de aguas fecales procedentes de fosas sépticas o de explotaciones ganaderas. Mala gestión de los residuos ganaderos.
Amonio.	Infiltraciones de aguas fecales procedentes de fosas sépticas o de explotaciones ganaderas.
Halogenuros orgánicos (Yodo o bromo orgánico).	Por contaminación difusa debida a antiguas prácticas agrícolas (empleo como herbicidas).
Plaguicidas.	Uso masivo de plaguicidas (herbicidas, insecticidas...) en la agricultura.
Disolventes orgánicos, hidrocarburos, aceites, grasas.	Vertidos industriales y/o urbanos.
Metales pesados, Cromo hexavalente y cianuros.	Vertidos industriales.
Radiactividad.	Contaminación artificial y natural.
Detergentes.	Vertidos de aguas residuales urbanas. Vertidos industriales.
Bacterias, virus, hongos, protozoos.	Infiltraciones de aguas fecales procedentes de fosas sépticas o de explotaciones ganaderas, etc.

Figura 3.4: Contaminantes más frecuentes. Fuente: Guía de desalación

Dada la mala calidad del agua de mar, el pretratamiento es una parte fundamental del proceso de desalación debido a que condicionará los costes de mantenimiento, aumentando la vida útil de los componentes del sistema, y de explotación de la planta; este tiene que ajustarse a los requerimientos y características del proceso de desalación seleccionado.

“El objeto del pretratamiento en las plantas de desalación es adecuar las características fisicoquímicas y biológicas del agua captada a las necesidades del proceso de desalación, para evitar de ese modo, la corrosión, la formación de incrustaciones y, en definitiva, el deterioro prematuro de los equipos”. [3]

3.2.2. Pretratamiento para los procesos de desalación por membranas

El proyecto está enfocado a la utilización de la tecnología de membranas para el proceso de desalación, es por ello por lo que el pretratamiento consistirá en reducir y eliminar al máximo posible el riesgo de obstrucción por acumulación de partículas, materiales y microorganismos sobre su superficie; el atascamiento en las membranas producirá un incremento en la presión Necesaria para el funcionamiento y la eficiencia y vida de los materiales se reducirá.

A la hora de diseñar el pretratamiento de una planta de membrana es muy importante conocer la procedencia del agua debido a que el agua de origen superficial requerirá de un pretratamiento más complejo que el agua de origen subterráneo.

Los objetivos del tratamiento para los procesos de membrana son:

3.2.2.1. *Eliminar los sólidos en la suspensión*

Las partículas en suspensión pueden acabar atascada en la superficie de las membranas al ser detenidas por filtración mecánica; para la predicción de este inconveniente se realiza una valoración según el índice de fouling o SDI_{15} (Silt Density Index), se trata de “una medida indirecta de la presencia de materia particulada o coloidal en el agua capaz de colmatar o atascar las membranas.”

Se obtiene de forma empírica mediante la fórmula:

$$SDI_{15} = \frac{\left[1 - \frac{t_1}{t_2}\right] \times 100}{15} \quad (3.1)$$

t_1 : tiempo de filtración inicial.

t_2 : tiempo de filtración después de 15 minutos.

Son los tiempos que tardan en pasar 500 ml de agua a través de un filtro de $0,45 \mu\text{m}$ a 2,1 bares de presión.

Para que no exista problemas de atacamiento por coloides en las membranas, el valor del SDI_{15} debe ser lo más bajo posible, siendo el valor máximo admitido por los fabricantes de membranas 5.

3.2.2.2. *Evitar la precipitación de óxidos metálicos*

La aparición de los óxidos de hierro, manganeso y aluminio son los más frecuentes que se encuentra en el agua:

- El hierro puede encontrarse en la forma férrica y ferrosa:
 - El hierro férrico suele proceder de la oxidación de la forma ferrosa, por ser insoluble es susceptible de acumulación lo que producirá el atascamiento de las membranas, siendo lo más adecuado para eliminarlo un pretratamiento mediante oxidación total con cloro y filtración.
 - El hierro ferroso es soluble y no causará problemas ya que será rechazado por las membranas como cualquier otro catión.
- El manganeso puede encontrarse en el agua en los estados de oxidación II y IV.
 - Manganeso II: al igual que el hierro ferroso es soluble, por lo que no causará problemas.
 - Manganeso IV: es insoluble y causará problemas por atascamiento y acumulación las membranas por lo que se debe eliminar en el pretratamiento.
- El aluminio es un metal anfótero que posee una solubilidad insignificante en el agua a un pH de 6,6; y su presencia en el agua puede ser debida a dos causas:
 - Primera causa: que se encuentra disuelta en el agua de forma natural.
 - segunda causa: la más habitual, que proceda de coagulantes de este metal en el pretratamiento en la propia planta, lo que significaría un indicativo de un incorrecto funcionamiento de la coagulación-filtración. Si se supere su producto de solubilidad o se modifica el pH del agua, el aluminio puede precipitar como hidróxido.

3.2.2.3. *Evitar la precipitación de sales minerales*

cuando la concentración en el agua de rechazo supera el producto de solubilidad se produce una precipitación de sales en las membranas. Las Sales que normalmente crean estos problemas son los sulfatos de calcio, bario y estroncio, el carbonato de calcio, el fluoruro de calcio y sílice. Se tendrá en cuenta la concentración en el agua de entrada, la conversión de la planta de membranas y el producto de solubilidad de una sal determinado para conocer su riesgo de precipitación.

La guía de desalación para producción de agua de consumo humano nos ofrece una tabla en la que se agrupan las solubilidades y los pK_{ps} de las especies químicas con mayor probabilidad de existencia en las condiciones de trabajo virtuales de una planta de ósmosis inversa.

En la figura 3.5 extraída de la guía de desalación, se definen diferentes valores de K_{ps}

$$pK_{ps}^2 = -\log K_{ps} \quad (3.2)$$

Siendo K_{ps} la constante del producto de solubilidad.

Tabla 5. Solubilidad en gramos de sal /100 g agua y pK_{ps}^2 de las sales de mayor interés en desalación				
Sal	Fórmula	Solubilidad a 20°C	Solubilidad a 30°C	$pK_{ps} (25^\circ C)$
Hidróxido de aluminio	$Al(OH)_3$	0,00015		33,5
Fosfato de aluminio	$AlPO_4$			20
Carbonato de bario	$BaCO_3$	0,0022	0,0024	8,6
Sulfato de bario	$BaSO_4$	$2,4 \times 10^{-4}$	$2,85 \times 10^{-4}$	10
Carbonato cálcico	$CaCO_3$	0,0014		8,32
Bicarbonato cálcico	$Ca(HCO_3)_2$	16,35	16,60	10,5
Fluoruro cálcico	CaF_2	0,0016	0,0017	32,7
Fosfato cálcico	$Ca_3(PO_4)_2$	0,0020	0,2090	5,0
Sulfato cálcico	$CaSO_4$	0,2010		
Hidróxido ferroso	$Fe(OH)_2$			16,3
Sulfuro ferroso	FeS			18,1
Hidróxido férrico	$Fe(OH)_3$			38,6
Fosfato férrico dihidrato	$FePO_4 \cdot 2H_2O$			15
Carbonato de plomo	$PbCO_3$	0,00011		13,1
Fluoruro de plomo	PbF_2	0,064	0,068	7,5
Sulfato de plomo	$PbSO_4$	0,0041	0,0049	7,6
Fosfato de NH_4^+ y Mg	$MgNH_4PO_4$			12,6
Carbonato de magnesio	$MgCO_3$			4,58
Fluoruro de magnesio	MgF_2	insoluble		8,15
Hidróxido de magnesio	$Mg(OH)_2$	insoluble		10,9
Fosfato de magnesio	$Mg_3(PO_4)_2$			24
Hidróxido de manganeso	$Mn(OH)_2$			13,4
Carbonato de estroncio	$SrCO_3$	0,001		9,25
Sulfato de estroncio	$SrSO_4$	0,0114		6,42
Carbonato de cinc	$ZnCO_3$	0,001		9,84

Figura 3.5: Solubilidad en gramos de sal/100 g de agua y pK_{ps}^2 de las sales de mayor interés en desalación. Fuente: Guía de desalación

Para limitar la precipitación de plaza las expuestas, se utilizan productos antiincrustantes, los cuales actúan sobre la formación de los cristales limitándolo, al mantener los iones en sobresaturación en el agua concentrada; las dosis de este producto se consultan con los fabricantes los cuales recomendarán un tipo de producto a utilizar y las dosis adecuadas.

3.2.2.4. *Reducir el contenido de materia orgánica del agua*

El ensuciamiento biológico es la causa más común del descenso del rendimiento de las membranas. La materia orgánica puede provocar atascamiento adhiriéndose a las diferentes superficies; puede ser de origen natural procedentes de humus vegetal (lavado de turbas, ácidos húmicos y tánicos, etc.) que pueden transmitir color al agua; o procedente de la contaminación, como sería el caso de los aceites, grasas y otros compuestos orgánicos. Debe eliminarse mediante el pretratamiento.

3.2.2.5. *Eliminar o reducir la actividad biológica del agua de entrada*

Los crecimientos microbiológicos en las membranas ocurren cuando el agua de aportación contiene microorganismos y los nutrientes necesarios que permiten un crecimiento microbiológico sobre la superficie del elemento, entonces, si la superficie no es biodegradable, la proliferación microbiológica produce efectos similares a una estaca miento por sustancias coloidales; por otra parte, si es biodegradable, puede destruir la capa activa de las membranas, perdiendo todas sus propiedades. ([3] pág: 31-35).

3.2.3. Pretratamiento físico-químicos

Para poder conseguir un resultado satisfactorio y cumplir con los requisitos anteriores, es necesario Realizar una serie de procesos comunitarios de tratamientos muy similares a los empleados en las ETAP (Estación de Tratamiento de Agua Potable), aunque los requerimientos de ciertos valores paramétricos del agua pretratada son más exigentes que los demandados para el tratamiento convencional de las aguas de consumo humano, los procesos de pretratamiento en las plantas de membranas son:

3.2.2.6. *Acidificación y dosificación de inhibidores de la incrustación*

Para evitar la precipitación del carbonato cálcico se aumenta la acidez del agua, evitando la precipitación de sales debido a que disminuye el pH y, por tanto, aumenta la solubilidad de esta sal. No obstante, otra alternativa es la dosificación de antiincrustantes que, Además de evitar la precipitación de carbonatos, también son efectivos en la prevención de otras incrustaciones como son las debidas al sulfato cálcico, sulfato de bario, sulfato de estroncio y sílice; también, son efectivos para evitar la acumulación información de óxido metálico (hierro y manganeso).

3.2.2.7. *Oxidación*

La oxidación es un proceso que se utiliza para eliminar sustancias orgánicas, hierro ferroso, manganeso divalente y el sulfuro de hidrógeno.

Los oxidantes que comúnmente se utilizan son el hipoclorito sódico y el permanganato potásico.

Tras realizar este proceso de oxidación es fundamental una filtración para eliminar las formas insolubles oxidadas.

Adicionalmente, se añade un agente reductor como el metabisulfito sódico y el di sulfito sódico al agua para eliminar la concentración de oxidantes residual presente en la membrana cuando estas son sensibles a la oxidación.

3.2.2.8. Coagulación-floculación (CF)

Las sustancias coloidales, orgánicas e inorgánicas, que producen una obstrucción en las membranas son eliminadas mediante un proceso de coagulación-filtración, En conjunto con la decantación (D) y la filtración (F). Se adhiere una sal metálica o coagulante (sales de aluminio o de hierro) para neutralizar la partícula de la carga asociada a las partículas coloidales.

Existen diversos tipos de floculantes y coagulantes que deberán ser aconsejados por el diseñador y siempre de acuerdo con lo admitido por la legislación vigente.

3.2.2.9. Decantación

Tras el proceso de la coagulación-floculación, si el agua presenta una concentración de materia floculada superior a 30-50 mg/L será necesario decantar el agua. Los decantadores eliminan materia en suspensión y la materia floculada por sedimentación gravitatoria.

Se instala el más conveniente debido a la carga y tipo de material eliminar, el más avanzado están dotados un sistema de recirculación de fangos y lamelas (fangos); también, Existen floculadores-decantadores que se emplean, con adición de hidróxido cálcico o hidróxido sódico, para regular el pH y/o incrementar carga.

3.2.2.10. Flotación

Proceso alternativo a la decantación, que se emplea para la eliminación de determinado tipo de sólidos capaces de flotar mediante la inyección de microburbujas de aire. Se dispondrá antes de la filtración en el caso de utilizarse.

3.2.2.11. Filtración

La etapa de filtración es obligatoria en el pretratamiento del agua bruta, salvo en casos muy especiales en las que el agua captada tiene un SDI₁₅

inferior a 3, y se mantiene constante a lo largo del año y durante la vida de la planta.

Se utilizará filtro de lechos o capas múltiples cuando se trate de un agua floculada pero no decanta con el fin de evitar la sobrecarga y rápida saturación de los filtros y mejorar su rendimiento. Se utilizarán filtro de arena por presión y se sitúan en conjunto para mejorar su capacidad. son capaces de retener partículas de hasta 0,1 mm. En estos filtros se debe garantizar que el reparto de flujo sea con un régimen de circulación lo más laminar posible, así como un sistema de aire a baja presión que facilita el lavado del material filtrante.

3.2.2.12. Filtración por cartucho (filtración de seguridad)

En un proceso obligatorio para una planta de membrana. el poro del filtro se comprende entre 1 y 5 μm nominales Para garantizar la protección de las membranas antes la posibilidad de que el agua arrastre micropartículas en suspensión.

Los filtros de cartucho se utilizarán como elementos de seguridad inmediatamente anteriores a las membranas y no debe utilizarse para la eliminación sistemática de partículas de suspensión por tanto a la salida de estos procesos físico-químicos, las aguas deben presentar una turbidez olvide inferior a 1 UNF (Unidades Nefelométricas de Turbidez); y los valores de SDI_{15} adecuados para las membranas usadas en desalación.

3.2.2.13. Desinfección

El objetivo De la desinfección del agua es reducir al máximo el posible atascamiento de la membrana por crecimiento microbiológico, para ello existen dos técnicas:

- La dosificación de un oxidante: dosificación de un oxidante-desinfectante químico (cloro o sus derivados normalmente).
- Procedimientos físicos: radiación ultravioleta, que, también, Se puede utilizar cuando se desea evitar la adición de oxidante al agua.

También, se puede añadir un agente reductor con el bisulfito sódico al agua, que, como ya se explicó anteriormente, evita que el agente oxidante alcance las membranas sensibles a los oxidantes.

3.2.2.14. Adsorción

Procedimiento utilizado para eliminar las concentraciones de materia orgánica, tanto natural como por contaminación, mediante el uso de filtros de carbón activo. No obstante, debe de tenerse en cuenta que estos equipos son susceptibles de albergar colonias de microorganismos que

provocarán problemas de bioensuciamiento en las membranas de OI, con lo cual en la desinfección se deberá de tener en cuenta este factor.

3.2.2.15. Desgasificación

Procedimiento necesario cuando el agua presenta gases que son capaces de perjudicar el funcionamiento de la planta; puede ser atmosférica con arrastre de aire, o en vacío con arrastre de vapor, todo dependiendo de la calidad del agua que se quiera obtener mediante este proceso.

([3], pág: 35-49) o en el artículo ([8], pág. 56).

3.2.3. Pretratamiento mediante membranas

Los procesos de microfiltración (MF), ultrafiltración (UF) y nanofiltración (NF) introducen nuevas posibilidades en las técnicas de pretratamiento en el campo de la desalación por osmosis inversa, en particular cuando las aguas tienen un alto poder de atascamiento. Estas técnicas son utilizadas, tanto en el tratamiento de aguas superficiales, como de aguas residuales destinadas a consumo humano.

Estas membranas tienen un rendimiento tan alto que aguas de 500 UNT de turbidez y 200 mg/L de sólidos en suspensión, se podría obtener un agua de 0,05-1,0 UNT y SDI₁₅ de 0,5-3.

La principal desventaja que presenta la utilización de estas tecnologías de membrana de MF/UF en la utilización destinada al pretratamiento en la desalación es que sus precios son todavía elevados, por tanto, se encarecen los costes de inversión y de operación un 15% y un 20% aproximadamente, con respecto los pretratamientos físico-químicos convencionales. Si finalmente se utiliza para esta finalidad, permiten una reducción de los coloides, tanto los orgánicos e inorgánicos; también, posibilitan la filtración de bacterias y otras micropartículas.

En la figura 3.6 se observa el potencial de filtración de cada uno de los procesos.

Cada una de las diferentes membranas tienen diferentes usos:

3.2.3.1. Membrana de microfiltración (MF)

En las plantas de microfiltración Se emplean membranas orgánicas con un tamaño de poro entre 0,1 y 0,2 micrómetros lo que supondrá una disminución del SDI del agua de alimentación, por lo cual, su principal uso será el tratamiento de aguas superficiales destinadas a consumo humano con objetivo primordial de eliminar o reducir protozoos, turbidez, color, alga con la bacteria y en algunos casos virus ligados a materia particulada.

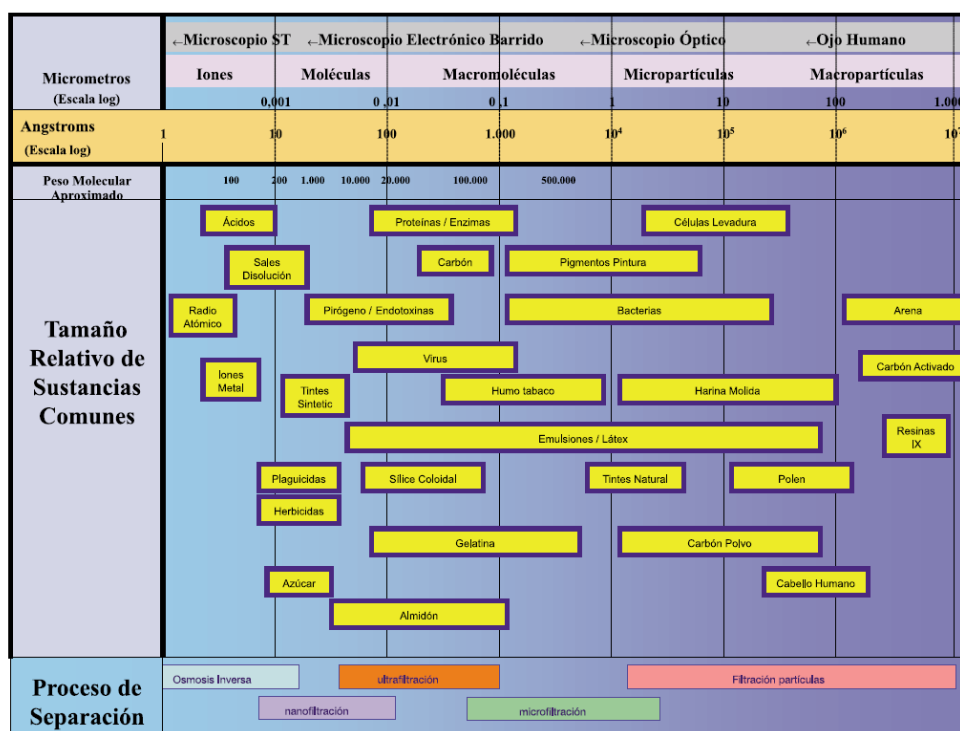


Figura 3.6: Espectros de filtración o potencial de separación. Modificado de GE Osmonics. Fuente: Guía de desalación.

3.2.3.2. Membrana de ultrafiltración (UF)

Es el proceso intermedio entre la microfiltración y la nanofiltración como el tamaño del pueblo está comprendido como generalmente como entre 0,1 y 0,001 micrómetro, aunque la forma más común de expresar el tamaño de exclusión en este proceso he referido al corte molecular, expresado en Daltons.

La mayoría de las membranas son de naturaleza Orgánica como fabricadas en materiales poliméricos como polisulfona, cloruro de polivilodeno, poliamida, acetona de celulosa, etcétera. En este proceso se alcanza una elevada absorción de diferentes microorganismos como se muestra en la tabla expuesta en la figura 3.7.

Tabla 6. Resumen de los resultados de un estudio de eliminación de diferentes microorganismos por ultrafiltración

Microorganismo	Concentración en agua de aportación	Concentración en el agua filtrada	Eliminación (unidades logarítmicas)
<i>Giardia</i> , (quistes ⁴ /L)	2 x 10 ⁹	<1	>9
<i>Cryptosporidium</i> , (ooquistes/L)	1,5 x 10 ⁹	<1	>8
Bacteriófago MS2 UFC/L	5 x 10 ⁸	5 x 10 ³	>4,9

Figura 3.7: Resumen de los resultados de un estudio de eliminación de diferentes microorganismos por ultrafiltración. Fuente: Guía de desalación

3.2.3.3. *Membrana de nanofiltración (NF)*

Se utiliza membranas semipermeables con un tamaño aproximado del poro equivalente a 0,001 μm (un nanómetro); el empleo prioritario es el tratamiento de aguas superficiales para reducir el contenido de materias orgánicas antropogénicas tales como plaguicidas, ácidos húmicos (materia orgánica de origen natural), dureza total y sulfato de calcio.

Figura 12 . Esquema de una membrana. Imagen cortesía de Dow Chemical Ibérica. S.L.

SEPARACIÓN POR MEMBRANAS

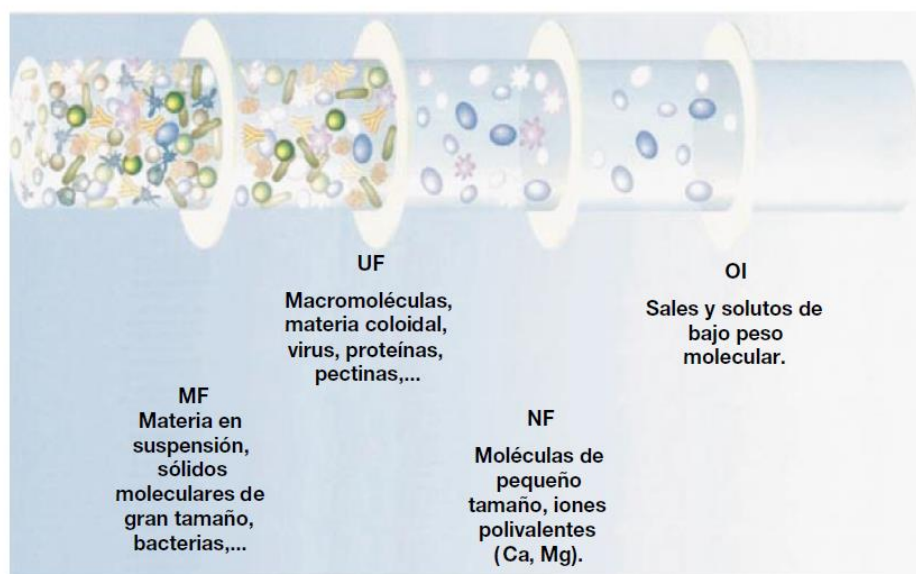


Figura 3.8: Esquema de una membrana. Imagen cortesía de Dow Chemical Ibérica S.L.
Fuente: Guía de desalación.

3.3. Núcleo de la desalación

La elaboración del agua potable se realiza en el núcleo de membranas de ósmosis inversa. Básicamente, está constituido por equipos de alta presión. Recuperadores de energía y los bastidores de membranas.

3.3.1. Bombas de alta presión

Se trata del dispositivo más importante dentro del proceso de ósmosis inversa debido a que debe aportar la presión osmótica necesaria para cumplir con la producción predefinida. Por tanto, es de suma importancia la elección de esta ya que debe cumplir con los dos requisitos ya nombrados el caudal de producción necesario y la presión de bombeo adecuada entre otros aspectos a destacar como son los materiales de construcción, el mantenimiento, el rendimiento y los costes.

Los tipos de bombas más utilizados para llevar a cabo este proceso son:

- Bomba de desplazamiento positivo o tipo pistón (fig. 3.9): Presentan un rendimiento hidráulico aceptable, pero por contrapartida, requieren mayor mantenimiento y por tanto un coste más elevado. Se suelen utilizar para instalaciones de pequeña capacidad.

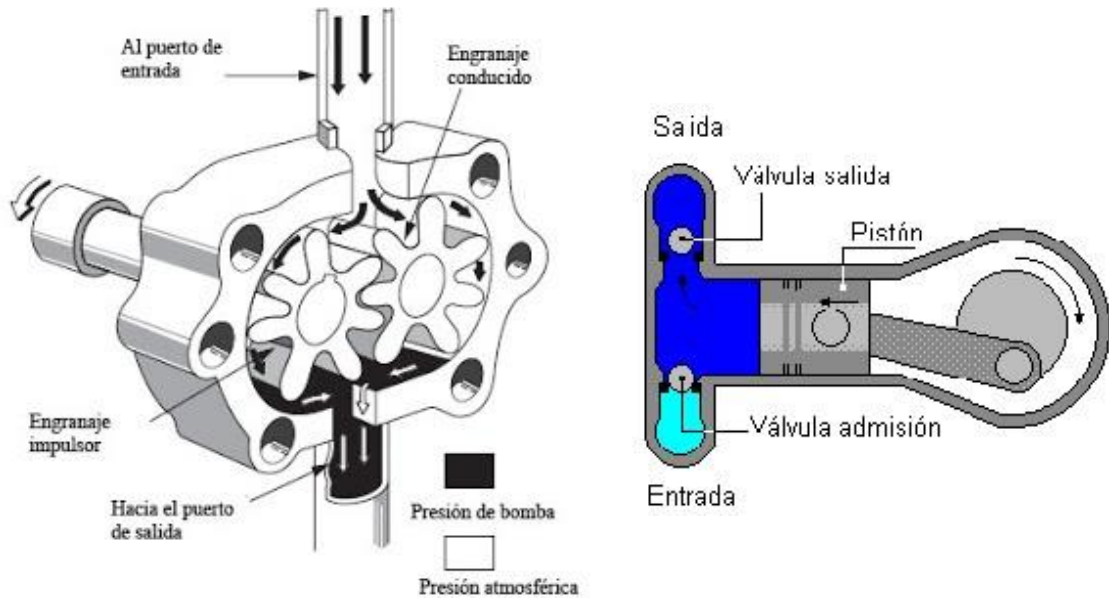


Figura 3.9: Bomba de desplazamiento positivo, izquierda tipo rotativo, derecha tipo pistón. Fuente: 4.bp.blogspot.com

- Bomba centrífuga (fig. 3.10): El rendimiento hidráulico es menor al del resto de bombas del mercado, pero, al ser estructuralmente más sencilla, se reducen los costes de mantenimiento y los de adquisición. Para los procesos de ósmosis inversa se suele utilizar bomba de cámara partida y de tipo segmento.



Figura 3.10: Bomba centrífuga. Fuente: inoxmim.com

3.3.2. Recuperadores de energía (Energy Recovery Device, ERD)

En el agua de rechazo o concentrado suelen salir del bastidor de membrana con una gran energía en forma de presión, casi la misma presión que el fluido de alta presión (debido a las pérdidas de carga que se producen al paso de las membranas), esa energía hidráulica puede ser aprovechada con diversa tecnología que han permitido la optimización del consumo de energía. Para realizar esta recuperación existen los recuperadores de energía, los cuales, aprovechan el flujo de agua de rechazo que será devuelta al mar y Obtienen la presión y la transfieren al fluido de alimentación (alta presión) del proceso.

SWRO with the PX Pressure Exchanger

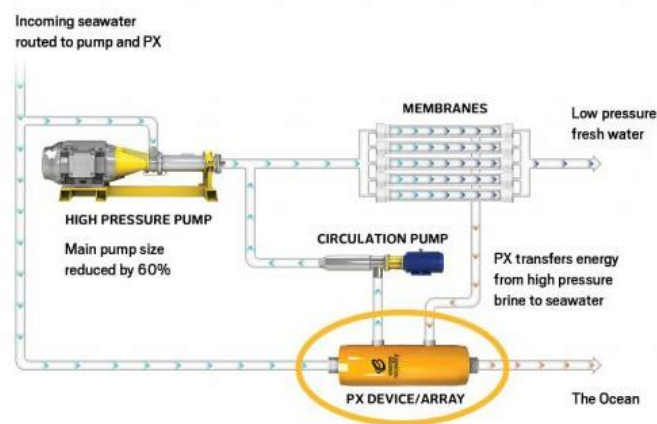


Figura 3.11: Intercambiador de presión isobárico colocado correctamente en un sistema de desalación. Fuente: energyrecovery.com

Existen diversos equipos que se emplean para esta función:

3.3.2.1. Turbina Pelton

Sistema similar al utilizado para producir la energía eléctrica, el flujo de rechazo pasa por una turbina con Alavés en forma de cuchara produciendo un movimiento rotativo transformando la energía de presión en la energía mecánica (cinética). Este movimiento es transferido a un eje, que absorbe ese movimiento rotativo y transmite la energía del flujo de rechazo al flujo de alimentación a través del motor de la bomba de alta presión a la que se le acopla el eje.

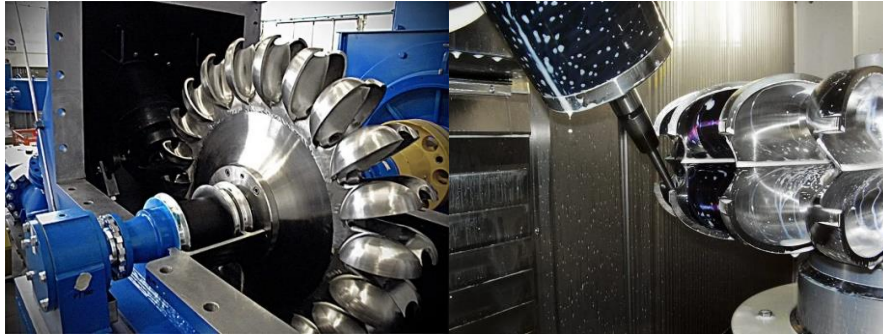


Figura 3.12: Turbina Pelton. Fuente: directindustry.es

3.3.2.2. *Turbina Francis*

Actualmente se encuentra en desuso debido a su bajo rendimiento (en torno al 77%). Hay que destacar que se trata de una bomba invertida movida por el flujo de rechazo y el movimiento que absorbe se transmite a través de un eje al motor de la bomba de alta presión al igual que la turbina Pelton. Es la primera turbina utilizarse como recuperador de energía.

3.3.2.3. *Turbocharger*

Se transforma la energía asociada a la presión del fluido del flujo de rechazo en energía mecánica a través de un conjunto turbina-bomba. Aumentando la presión del flujo de alimentación y como gran ventaja es que su funcionamiento hidráulico no depende de la necesidad de tener un motor de accionamiento eléctrico. Tiene un rendimiento aproximado del 90%.



Figura 3.13: Turbocharger. Fuente: energyrecovery.com

3.3.2.4. *Intercambiador de presión isobárico*

En este caso, y a diferencia de los anteriores, los intercambiadores de calor son capaces de transformar la energía hidráulica asistente en el flujo de rechazo y transmitirla al flujo de alimentación sin convertir la

previamente en energía mecánica transferida por un eje. Su funcionamiento consiste en la introducción del agua de rechazo y una parte del agua de captación en la cámara del dispositivo donde se produce este “intercambio de presiones” donde el agua de captación obtiene la presión del agua de rechazo. A continuación, esta agua de captación es introducida al agua de alimentación ya impulsada por la bomba de alta presión. Con estos equipos de recuperación de energía se consiguen un rendimiento superior al 90%, reduciendo considerablemente el consumo específico del proceso de ósmosis inversa.

Según el funcionamiento se diferencian dos tipos de intercambiadores de presión isobáricos, teniendo un principio de funcionamiento similar:

3.3.2.4.1. Intercambiador de presión isobárico mediante cámaras de desplazamiento positivo

Consiste en introducir, a través de una cámara el fluido de captación (agua de alimentación a baja presión) y el flujo de rechazo a alta presión, que entran en contacto entre si directa o indirectamente a través de un pistón dando lugar a la salida de la cámara del agua de alimentación a mayor presión que debe pasar por una bomba booster para igualar la presión del fluido a la del fluido de alimentación de alta presión.

3.3.2.4.2. Intercambiador de presión isobárico mediante cámaras de desplazamiento relativo

Consiste en un rotor con una serie de canales abiertos que permiten el paso de una corriente u otra, siendo el contacto de las diferentes aguas siempre directo (de alimentación y de rechazo). Se trata de un ciclo el cual comienza con el llenado de la tobera con agua de captación que desplaza al agua de rechazo a baja presión que quedaba en la tobera del ciclo anterior y continúa con el llenado del flujo de rechazo que provoca la expulsión del agua de alimentación, ahora, a mucha mayor presión. Con este intercambiador de presión se consiguen rendimientos superiores al intercambiador de presión mediante cámaras de desplazamiento positivo.

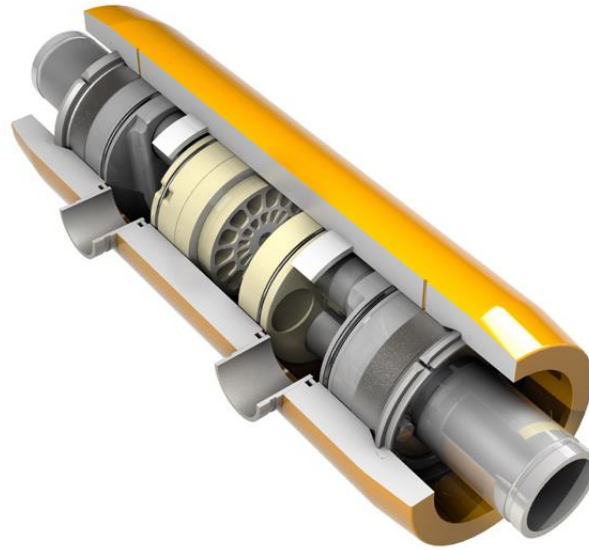


Figura 3.14: Intercambiador de presión isobárico marca Energy Recovery. Fuente: energyrecovery.com

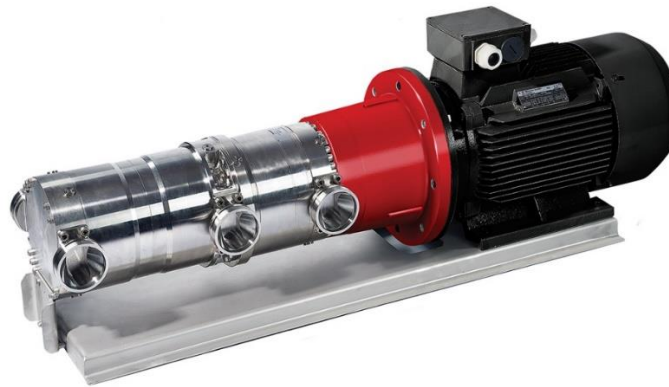


Figura 3.15: Intercambiador de presión isobárico marca Danfoss modelo iSave 40. Fuente: danfoss.com

3.3.3. Bastidor de membranas

Se denomina bastidor de membranas a la agrupación de las membranas formando una serie de tubos portamembranas en las que se apoyan (Fig. 3.16). La estructura de la membrana será clave para determinar el número de unidades, como, por ejemplo, las membranas de arrollamiento en espiral, el tubo portamembranas será capaz de albergar 6 o 7 unidades.

Los tubos, con las membranas en su interior, se conectan mediante tuberías de conexión y, además, se tiene la posibilidad de conectar varios bastidores de membranas para aumentar el número de etapas.

Tanto el número de membranas como de unidades de tubos dependen principalmente de varias características:

- Temperatura del agua de alimentación.

- Conversión del proceso.
- Presión de alimentación.
- Características del agua de alimentación.
- Fouling factor (Envejecimiento de la membrana) y el coeficiente de compactación.



Figura 3.16: Bastidor de membranas. Fuente: tecnoaqua.es

3.4. Postratamiento de acondicionamiento

El agua desalada posee, generalmente, de una dureza y alcalinidad bajas, con un marcado carácter agresivo, por lo que requiere de un tratamiento posterior, tratando de adaptar la calidad del agua producto de sistema al uso final que se le quiera dar y teniendo en cuenta la reglamentación vigente. Se diferencian tres diferentes actuaciones:

3.4.1. Eliminación de CO₂ o descarbonatación

En el proceso de pretratamiento se ha empleado gas carbónico para rebajar el pH y evitar no aparición de carbonatos, con lo cual, se producirá una gran cantidad de CO₂ que atravesará las membranas sin ningún problema apareciendo en el agua producto del núcleo de membranas. Para reducir esta concentración se utilizará un equipo denominado del carbón atador que consistirá una torre en la que el agua se pulveriza o dispersa finalmente gracias a unos difusores, ver colando sobre un lecho de material (normalmente anillos Raschig o similares, lava volcánica, coque, etc....) a contracorriente produciendo un caudal de aire arrastra el gas de la resolución va curando la atmósfera por la parte superior de la torre. Hay que destacar que permite extraer hasta un 98% de los gases contenidos en el agua.

3.4.2. Intercambiador iónico

El intercambiador iónico se utiliza en el pretratamiento para eliminar calcio, magnesio, bario y boro. El intercambiador iónico consiste en el cambio de iones entre un sólido (material de intercambio iónico o resina) y un líquido en el que no hay un cambio permanente en la estructura del sólido; su principal uso el ablandamiento del agua empleado en los hogares y en la producción de agua blanda y desmineralizada para la industria. La utilidad

del intercambiador iónico reside en la capacidad de usar y reutilizar el material de intercambio iónico mediante su regeneración. Las resinas de intercambio y únicos se pueden clasificar en cuatro grandes grupos, todo ello utilizar para un uso del agua más específico:

- Resinas intercambiadoras de cationes.
- Resinas intercambiadoras de aniones.
- Resina selectiva.
- Polímeros de absorción.

3.4.3. Acondicionamiento químico

Etapla importante debido a que es la última antes del proceso de desinfección y posterior distribución. El agua producto del núcleo de membranas no tienes más que algo de cloruro sódico disuelto, careciendo de alcalinidad y dureza y resultantemente muy agresivo, por lo que, no será apto para determinados usos como puede ser el consumo humano o agrícola.

Es por este motivo que en el post tratamiento se añade al agua sustancias como calcio, magnesio y bicarbonato, ajustando su equilibrio calcio – carbónico y debe tenerse en cuenta, que, además de la composición mineral equilibrada, debe de haber un último término que se tratara del cumplimiento de la legislación vigente para las aguas de consumo humano.

Según la legislación vigente de agua de consumo humano [1]. Para pH e índice de Langelier, véase en particular el anexo I, «Parámetros y valores paramétricos», punto C, nota 5.) el valor máximo de sodio es de 200 mg/L y el de los cloruros es de 250 mg/L.

Teniendo en cuenta que la molécula de cloruro sódico contiene los mismos miliequivalentes de ambos iones y los límites de la legislación vigente, el agua osmotizada podría contener como máximo 7,04 mq/L de cloruro y otro tanto de sodio (161,9 mg/L), es decir 7,04 mq/l de cloruro sódico en total; lo que equivale a 412 mg/L de la sal. En la tabla expuesta en la figura 3.17 se da la composición de un agua osmotizada hipotética con la mayor concentración posible de cloruros admitida por la vigente legislación.

Sin embargo, con esta composición, el índice de Langelier sería aproximadamente de -5,3; fuera del intervalo legal para agua de consumo humano¹, y el índice de SAR de 63,5; valor muy alto para agua de riego, lo que pone de manifiesto la necesidad de remineralizar las aguas desaladas. ([3] pág: 94)

CATIONES		ANIONES	
	mg/L		mg/L
Calcio	2,0	Bicarbonato	3,0
Magnesio	3,0	Sulfato	10,8
Sodio	161,9	Cloruro	250,0
Potasio	6,0	STD	437,3
Boro	0,6	Anhídrido carbónico	15
Temperatura	21°C	pH	5,5

Figura 3.17: Máxima concentración de cloruros admitida por la legislación vigente.
Fuente: Guía de desalación.

La corrección del agua puede ser realizada mediante:

3.4.3.1. *Remineralización mediante mezcla del agua producto con otra que al menos haya sido pretratada*

Como su propio nombre indica consiste en la mezcla del agua producto con otra que puede ser del mismo origen u otro que al menos haya sido pretratada. En la práctica, esta remineralización no será aplicada en las instalaciones en las que se disponga exclusivamente de agua de mar, siendo una solución viable cuando además de agua además se disponga de otra de origen diferente, por ejemplo, pozos de agua soluble o dulce relativamente próxima.

3.4.3.2. *Remineralización química del propio agua producto*

La remineralización química del agua se puede realizar por medio de varios procedimientos, siendo está la opción más viable para el caso en el que nos encontramos (disponer exclusivamente de agua de mar):

- Dosificación de CO₂ y cal viva.
- Dosificación de CO₂ e hidróxido cálcico.
- Dosificación de CO₂ y lechos de carbonato cálcico (calcita).
- Dosificación de CO₂ y torres de dolomitas.
- Dosificación de cloruro magnésico y bicarbonato sódico.

3.5. Distribución y drenaje de salmuera

3.5.1. Distribución del agua producto

El agua producto del proceso necesitará una distribución para poder llegar al consumidor final, esta distribución estará condicionada por el tipo de uso y la ubicación. El agua es bombeada hasta un depósito de almacenamiento que cumpla con las exigencias de producción, es decir,

que tenga la capacidad necesaria para almacenar las cantidades de agua producto de la desaladora y la distribuya.

3.5.2. Drenaje de la salmuera

Hay que tener en cuenta que también es necesario el drenaje del flujo de rechazo del núcleo de membranas (salmuera). El mayor problema de este proceso es la alta concentración de sales que presenta este fluido, entre el 1,6 - 2,5 veces la salinidad del agua de mar. Mayoritariamente este flujo de rechazo será devuelto al mar y, por tanto, supondrá un efecto negativo sobre el ecosistema marino debido a que altera el contenido de sal del agua desequilibrando el equilibrio osmótico del medio produciendo que el agua de las células tienda salirse del organismo produciendo deshidratación. Se puede reducir este efecto en el medio marino de dos maneras:

3.5.2.1. Descarga tras disolución previa

La salmuera se almacena en un depósito de gran capacidad y se diluye en un depósito con agua de mar, por tanto, se necesitará de un nuevo sistema de captación que bombee el agua al depósito de disolución, con lo que aumentará el consumo de la planta.

3.5.2.2. Descarga mediante emisario submarino

El proceso más eficaz para la disolución de la salmuera. Consiste en instalar una serie de difusores en la tubería de descarga que se instalará en una profundidad y con una longitud ideal para posibilitar la impulsión del fluido y la mayor dispersión posible de la salmuera.

4. OTROS MÉTODOS DE DESALACIÓN

4.1. Método de desalación mediante membranas

4.1.1. Electrólisis

La electrólisis (ED) se trata de un proceso electroquímico empleado para la desalación de agua con alto contenido en sales disueltas y consigue separar los iones disueltos positivos y negativos (aniones y cationes) transfiriéndolo a otra solución a través de una membrana selectiva y mediante la aplicación de un campo eléctrico.

En el proceso se utilizan unas membranas selectivas de aniones y cationes, y un electrodo negativo y positivo. Cuando pasa la corriente eléctrica a través de los electrodos, los aniones son atraídos por el electrodo de polaridad opuesta y pasando a través de las membranas

selectivas, dando como resultado un agua producto con una concentración de sales menor que el agua de alimentación y un agua de rechazo, la salmuera, con un alto concentrado en sales.

Entonces, en un proceso de diálisis sólo se mueven a través de las membranas los sólidos disueltos, pero no el disolvente (agua). Con respecto a las ventajas que la electrodiálisis aporta en relación con la ósmosis inversa son:

- La menor cantidad de rechazo.
- La menor sensibilidad a los sólidos suspendidos.
- Una mayor vida de las membranas.
- La no necesidad de un pretratamiento completo.
- La mayor facilidad de operación y un bajo consumo eléctrico.

La principal desventaja es que el sistema de electrodiálisis siempre debe operar bajo el límite de densidad de corriente debido a que la difusión de iones a través de las membranas ya no es lineal al voltaje aplicado, lo que lo conduce a la disociación del agua (agua dividida en iones H^+ y OH^-) y bajas de eficiencia en el sistema. Y otra desventaja se trata de que el sistema no remueve los microorganismos ni contaminantes orgánicos, por lo que será necesario siempre un postratamiento.

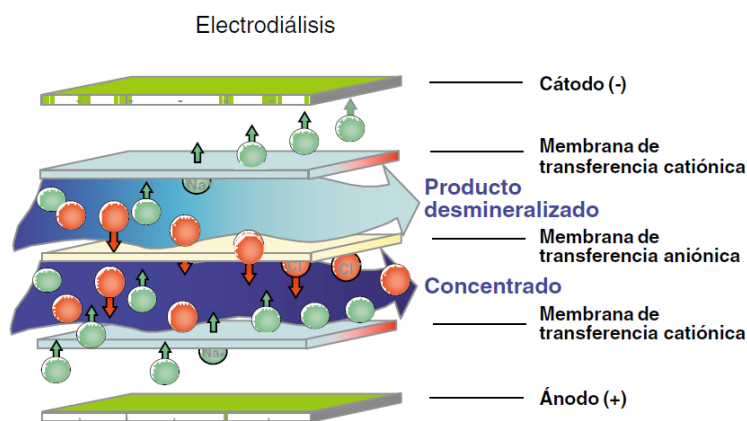


Figura 4.1: Esquema del proceso de electrodiálisis. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)

4.1.2. Desalación mediante evaporación del agua

Este tipo de desalación ha caído en desuso debido a los altos costes tanto de inversión como de consumo energético y, por tanto, de explotación. El principal objetivo es conseguir que el agua de mar desde su estado líquido inicial en vapor de agua, separando el agua de sus sales que se quedan en el depósito como salmuera.

4.1.2.1. *Evaporación instantánea multietapa (MSF)*

El objetivo de este proceso es destilar agua de mar y condensar el vapor obtenido recuperando el calor latente para calentar más agua de mar, que más tarde se evaporará. Fijándonos en la figura x, tras la salida del recalentador de salmuera, la salmuera posee la temperatura máxima admisible del ciclo y se encuentra a una presión inferior a la correspondiente a la de saturación a su temperatura con lo cual una parte se evapora de forma inmediata; este vapor despreñado atraviesa unas mallas separadoras de gotas (demisters), que elimina las gotas de salmuera que hayan podido ser arrastradas por el vapor. Después del vapor se condensa en la parte superior de los tubos del condensador de esa etapa, goteando la bandeja que hay justo debajo donde hay un haz de tubos donde se recoge y se condensan para volver a obtener agua en estado líquida.

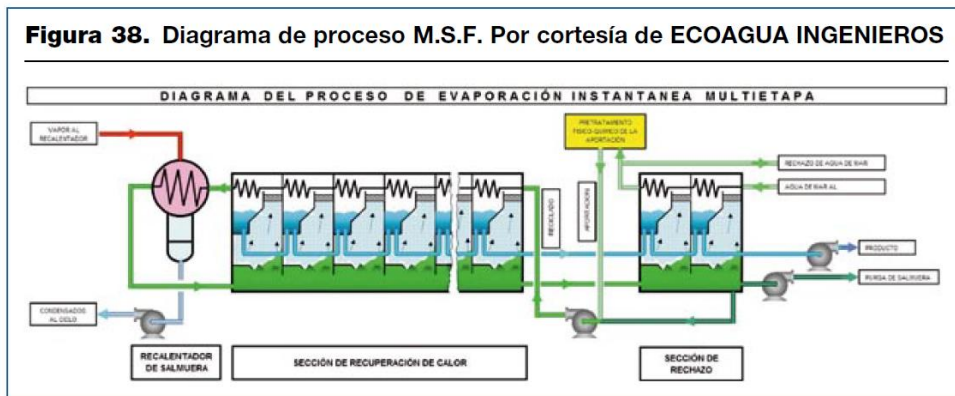


Figura 4.2: Diagrama de proceso M.S.F. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)

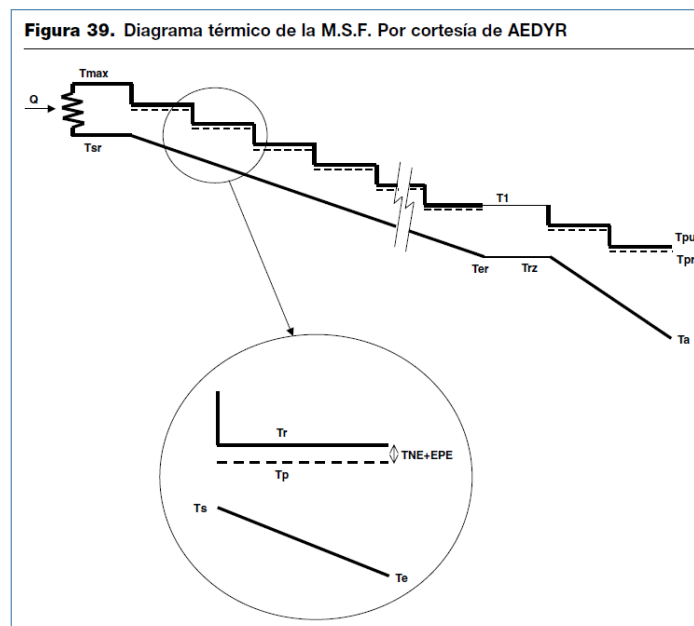


Figura 4.3: Diagrama térmico de la M.S.F. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)

4.1.2.2. *Evaporación multiefecto en tubos horizontales (MEF)*

En la evaporación multi efecto en tubos horizontales se disponen de intercambiadores de calor específicamente aprovechando el calor residual de otras plantas o procesos industriales. Tiene un distinto funcionamiento que el anterior pulverizándose el agua de mar en condiciones de vacío, produciéndose una evaporación y dejando en el fondo de los pozos salmuera y de nuevo el vapor obtenido es filtrado a través de las mallas separadoras y obteniéndose el agua líquida tras una condensación. La salmuera restante se recircula para tener una máxima conversión posible.

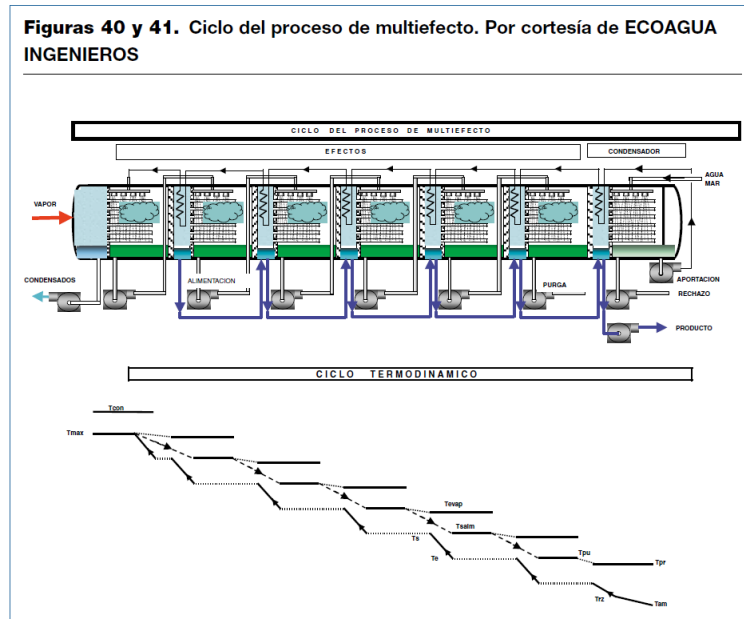


Figura 4.4: Ciclo del proceso de multiefecto. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)

4.1.2.3. *Compresión de vapor (mecánica y térmica)*

Como se observa en el diagrama de la figura 4.5, se toma el agua del mar y, tras pasar por un intercambiador de calor, donde se calienta se mezcla con una parte de la salmuera, forma la alimentación que será bombeada al interior del evaporador y rociada sobre los tubos del condensador mediante toberas; La alimentación una vez se alcanza la temperatura de saturación (T_{sat}) una parte se evapora y, de nuevo, se filtra a través de las mallas separadoras de gotas, inmediatamente después, entran en la aspiración del compresor, alcanzando una presión P_2 transformándose en un vapor recalentado que es introducido dentro de los tubos del evaporador donde se da el calor a la alimentación y se vuelve a repetir el ciclo.

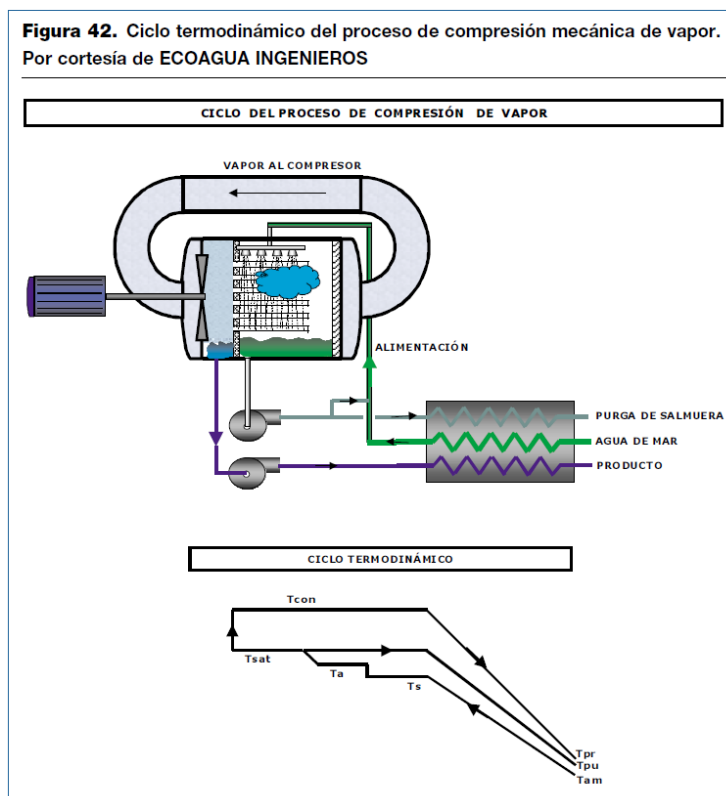


Figura 4.5: Ciclo termodinámico del proceso de compresión mecánica de vapor. Fuente: Guía de Desalación, aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano (2009)

5. ENERGÍA RENOVABLE EN LA DESALACIÓN

Ante el crecimiento del precio del combustible fósil y una tendencia global hacia la sostenibilidad en los procesos industriales, en los procesos de desalación se busca disminuir los gastos directos y ser un proceso lo más ecológico posible mediante las energías renovables como principal fuente de energía eléctrica a implantar en las EDAM.

Se distinguen en 3 técnicas el uso que se puede hacer de la energía renovable:

5.0.1. Uso directo

La energía renovable producida se suministra directamente a la estación desaladora de agua de mar sin tener que depender de una red externa. El mayor inconveniente que la variabilidad y disponibilidad del recurso renovable.

5.0.2. Uso indirecto

La energía renovable producida se suministra a la red, por tanto, la estación se abastecerá a través de la red local. Lo que se consigue con este uso es abaratar el coste de la red local.

5.0.3. Uso mixto

La combinación de las dos anteriores, con este sistema se puede solucionar el inconveniente derivado del uso directo disponiendo de la red local ante cualquier problema. Es la solución más utilizada en las desaladoras de la actualidad que cuentan con energías renovables, por ejemplo:

- Puesta en marcha de un parque eólico para alimentar con 2,3 MW la EDAM Roque Prieto en Gran Canaria.
- Parque eólico de 1,7 MW dispuesto para alimentar la EDAM de Corralejo en Fuerteventura.

Combinando diferentes tecnologías se consigue el objetivo de suministrar electricidad de manera económica y ecológica. actualmente se están desarrollando sistemas de almacenamiento eléctrico para que no sea un problema la disponibilidad y variabilidad de las energías renovables.

5.1. Energía eólica

5.1.1. Introducción teórica a la energía eólica

La energía asociada al movimiento del aire, el viento, se denomina energía eólica. El viento se trata de aire en constante movimiento consecuencia de las diferencias de presión atmosféricas, estas diferencias son producto de la incidencia irregular de la radiación solar sobre la superficie terrestre creando variaciones de temperatura produciendo las diferencias de presión y densidad produciendo el movimiento del aire, produciéndose el viento en consecuencia.

El gran inconveniente de la energía eólica es la variabilidad y aleatoriedad del viento. Es extremadamente difícil predecir las características del viento. Depende factores como la ubicación, la orografía o la dirección del viento.

No obstante, se han desarrollado técnicas que permiten obtener una aproximación del comportamiento del viento. Entre ellas cabe destacar el proceso estadístico de la distribución de Weibull. Esta operación nos permite medir las velocidades de viento más probables en una zona determinada. Igualmente, existen diferentes aplicaciones informáticas que llevan a cabo estas labores de forma automática.

Otro inconveniente de la energía eólica es su bajo rendimiento. La energía cinética del viento no se transforma en su totalidad en energía eléctrica. Existe una limitación teórica, denominada límite de Betz, que impide que un sistema de captación pueda extraer más de un 59,3 % de esta potencia incidente. De cualquier modo, en la práctica, los aerogeneradores no son capaces de alcanzar esa cota. En el intervalo de operación más común, se sitúa entre un 35-45 % de la potencia incidente. Este porcentaje es denominado coeficiente de potencia. Es la relación entre la potencia

generada por el sistema de captación por unidad de área de rotor y la potencia incidente en esa misma área.

5.1.1.1. Ventajas y desventajas

Presenta una serie de ventajas frente a la energía procedente de fuentes convencionales, las habituales en las energías renovables:

- Fuente de energía inagotable.
- No produce gases contaminantes.
- Facilidad de montaje y mantenimiento.
- No produce un gran impacto medioambiental en comparación con otras tecnologías como puede ser la solar, debido a que no necesita las extensiones de terreno que requiere la misma.

En cuanto a las desventajas, se destacan:

- Variabilidad y aleatoriedad del viento en función de su lugar de colocación.
- Dificultad de planificación, su comportamiento solo puede ser estimado mediante datos históricos medidos en esa zona o mediante procesos estadísticos como el proceso de la distribución de Weibull.
- Rendimiento, debido a la existencia de una limitación teórica denominada limitación de Betz, se explicará en el apartado 5.1.3.1.

5.1.2. Aerogeneradores

Un aerogenerador es un tipo de turbina eólica que capta y transforma la energía eólica en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica.

El aerogenerador está constituido por diferentes elementos, entre los que son más importantes:

- El rotor: Incluye los álabes y el buje. Situado sobre una corona al final de la torre, posee un sistema de inclinación para adaptarse a la dirección predominante del viento. Convierte la fuerza del viento en energía rotatoria mecánica. Los álabes son los encargados de captar la energía cinética del viento, normalmente se utilizará tres álabes y cuanto mayor superficie de barrido posea mayor será la captación de esta energía.

Sin embargo, influyen otros parámetros como la densidad o velocidad del viento, donde, como mínimo, se necesitará, normalmente, una velocidad del viento de 3 m/s para poder accionar los álabes y, como máximo, con velocidades del viento de 25 m/s se bloquearán para no producir daños en el aerogenerador debido a la velocidad que puede adquirir los álabes.

Al ser el dispositivo necesario para captar el viento, se necesitará situarlo a una altura idónea, la suficientemente alta para que ningún elemento a baja altura actúe de pantalla para frenar el viento y lo más bajo posible para aprovechar la mayor densidad que tendrá el aire a menor altura para obtener el mayor potencial del aire para producir la energía.

- **Góndola:** Alberga el generador eléctrico, el multiplicador y los sistemas hidráulicos. La energía rotatoria se transmite a través de un eje, donde puede aumentado la velocidad de giro mediante una caja de engranajes desde unos 15 rpm hasta los 1500 rpm, hasta el generador de energía para transformarla en electricidad.
- **Torre:** Soporta la góndola y el rotor. Como se explicó anteriormente, su altura dependerá del recurso eólico existente y de las características del roto. Normalmente, la estructura de la torre sigue un perfil tubular y por su interior se transporta la electricidad hasta la base del generador, donde puede incorporarse a una red hasta la subestación para incorporarse posteriormente a la red eléctrica.

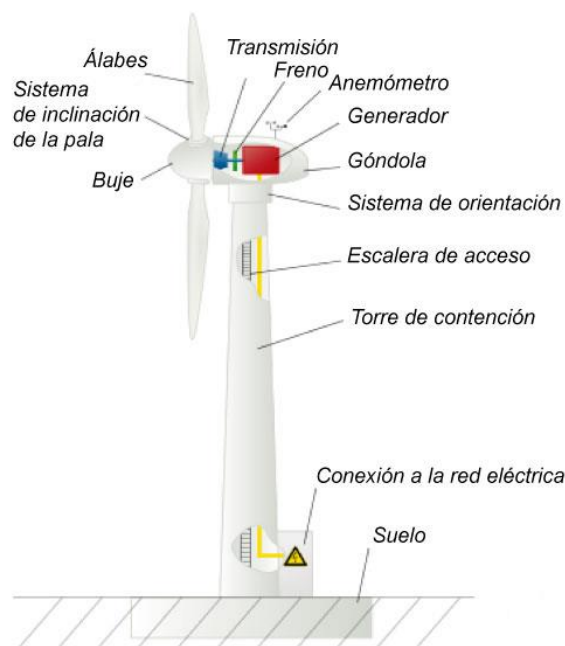


Figura 5.1: Partes de un aerogenerador. Fuente: proalt.es

5.1.3. Conceptos teóricos importantes

5.1.3.1. Límite de Betz

La ley de Betz, o límite de Betz, indica que el aerogenerador solo puede convertir menos del $16/27$ (el 59%) de la energía cinética del viento en energía mecánica.

Si se extrae toda la velocidad que posee el viento, la velocidad de salida v_2 deberá ser nula, por tanto, el aire no podrá abandonar la turbina. Y, por el contrario, si el aire pasa por la turbina y sale a la misma velocidad, no

se habrá extraído ninguna energía del viento. Se necesitará encontrar un punto medio a estos dos extremos, pues la respuesta es el límite impuesto en la ley de Betz, donde se determina la cantidad ideal de viento a ralentizar. En la figura 5.2. se muestra la ralentización del viento sin llegar a ser nula o igual a la velocidad v_1 de entrada.

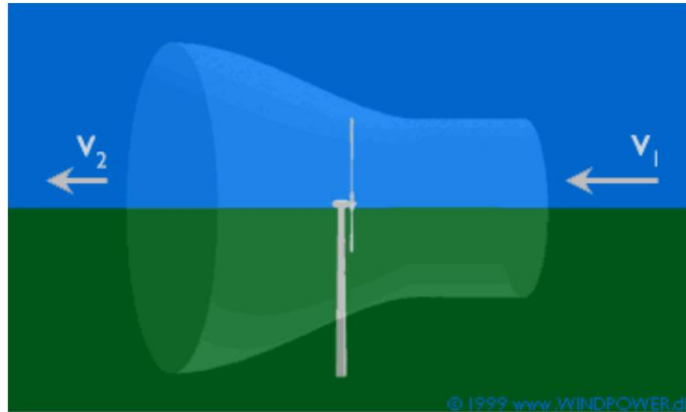


Figura 5.2: Ralentización del viento en una turbina. Fuente: Windpower.dk

5.1.3.2. Distribución de Weibull

Es fundamental conocer la variación de las velocidades del viento a la hora de realizar un estudio para optimizar el diseño de los aerogeneradores, por tanto, Las velocidades del viento se miden durante un año, se verá que en la mayoría de los lugares hay pocos períodos de fuertes vendavales, y que los vientos medios y moderados son bastante frecuentes.

Con la distribución de Weibull de los parámetros C (factor de escala) y K (factor de forma) se podrá conocer la probabilidad asociada a una velocidad de viento en un determinado lugar:

$$f(v) = \frac{K}{C} * \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} * e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \quad (5.1)$$

5.1.3.3. Coeficiente de potencia

Expresión que muestra la cantidad de energía que extrae un aerogenerador del viento. Es el cociente entre la potencia específica por unidad de área del rotor y la potencia que incide en la misma área. Su valor típico es de entre 35-45% debido a las pérdidas mecánicas que existen a la hora de transformar la energía del viento en energía mecánica y el límite de Betz.

5.1.3.4. Factor de carga

El factor de carga se define como la producción real de energía dividida por la producción teórica máxima durante un mismo periodo de tiempo (generalmente anual). Es esencial evaluar el valor obtenido debido a que, si se supone un tiempo de uso de 365 días las 24 horas del día, un factor

de carga del 100% supone que el aerogenerador ha estado generando la potencia nominal del aerogenerador, esta situación idílica nunca se obtendrá debido a las variabilidades del viento; pero, dependiendo del factor de potencia obtenido se puede valorar el funcionamiento del generador siendo mayor del 30% aceptable y menor del 30% inaceptable, véase tabla 5.1.

Factor de carga	Evaluación
<20%	Deficiente
20% a 25%	Admisible
25% a 30%	Bueno
30% a 40%	Muy bueno
40% a 50%	Excelente
>50%	Extraordinario

Tabla 5.1: Evaluación según factor de carga. Fuente: Ingeniería de la energía eólica. Miguel Villarrubia López

Aunque generalmente se prefiere un factor de carga grande, puede que no siempre sea económicamente ventajoso. En localizaciones con vendavales, por ejemplo, puede ser ventajoso montar un generador más grande con el mismo diámetro de rotor. Esto disminuirá el factor de carga, ya que utiliza menos la capacidad de un generador relativamente grande, pero puede significar una producción anual sustancialmente mayor.

5.1.3.5. Clases de aerogeneradores

En la norma IEC-61400-1 de la Comisión Electrónica Internacional (IEC) se clasifican las turbinas eólicas en función de la velocidad y turbulencia del viento. Por tanto, conociendo el recurso eólico y la clase de la turbina eólica, se puede dimensionar y elegir el aerogenerador más adecuado para el diseño. Se establecen las siguientes clases:

- Clase 0: Para velocidad media del viento superior a 10 m/s.
- Clase I: Para velocidad media del viento de hasta los 10 m/s.
- Clase II: Para velocidad media del viento de hasta los 10 m/s.
- Clase III: Para velocidad media del viento de hasta los 10 m/s.
- Clase IV: Para velocidad media del viento de hasta los 10 m/s.

5.2. Energía solar

5.2.1. Introducción teórica a la energía solar

La energía solar directa se trata de la energía del Sol sin realizar ninguna transformación, esta energía requiere de sistemas de captación y almacenamiento; existen diferentes utilidades de para el aprovechamiento de la radiación solar:

- 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.

- Transformación en calor: conocido como energía solar térmica. Consiste en el uso de radiación para calentar el fluido circulante dentro de los colectores solares térmicos.
- Transformación en electricidad: corresponde a la energía solar fotovoltaica. Permite transformar en electricidad la radiación solar por medio de células fotovoltaicas. La energía eléctrica puede utilizarse directamente o almacenarse en acumuladores.
- Uso directo: incorporando acristalamientos y otros elementos de elevada masa y capacidad de absorción. Es la denominada energía solar térmica pasiva.

5.2.1.1. Ventajas y desventajas

Las principales ventajas de la utilización de la energía solar son:

- No produce residuos nocivos para el medio ambiente.
- Sin dependencia de empresas proveedoras.
- Impacto medioambiental reducido.
- Las labores de mantenimientos son escasas una vez instalados.

En el caso concreto de los sistemas fotovoltaicos, se tienen las siguientes ventajas:

- No produce ruido ambiental.
- Vida útil superior a 20 años habitualmente.
- Resistente a condiciones climáticas adversas: granizo, viento, etc.
- Escasas labores de mantenimiento: limpieza del módulo solar y comprobación del estado de baterías.
- Se puede aumentar la potencia instalada y la autonomía de la instalación, incorporando nuevos módulos y baterías respectivamente

Por otro lado, las principales desventajas son:

- Puede afectar ecosistemas debido a la extensión de los paneles en el caso de grandes instalaciones.
- Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los módulos solares en el entorno.
- Es posible que se requieran sistemas de acumulación que contengan sustancias químicas peligrosas.
- Los tanques de agua caliente deben estar protegidos contra la legionela.

5.2.1.2. Aplicaciones comunes de los sistemas fotovoltaicos

- Electrificación de edificaciones aisladas de la red eléctrica.
- Alumbrado público: paradas de autobús, calles, aparcamientos...
- Protección catódica; técnica utilizada para controlar la corrosión galvánica de una superficie de un metal convirtiéndola en el cátodo de una celda electroquímica.

- Suministro la red eléctrica.
- Aplicaciones agrícolas: Sistemas de riego, iluminación de granjas e invernaderos, bombeo de agua...

5.2.2. Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico o fotovoltaico consiste en la conversión de luz en electricidad.

Este proceso se lleva a cabo con ciertos materiales capaces de emitir electrones mediante la absorción de fotones.

Cuando se capturan electrones libres, se genera una corriente eléctrica que se puede utilizar como electricidad.

Para entender mejor el efecto fotoeléctrico se deben conocer los tres tipos de materiales:

- 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 unen 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, los enlaces entre los electrones de valencia se rompen, y les permite circular libremente 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.

5.2.3. Célula fotovoltaica

El campo eléctrico se crea al unir dos regiones de silicio tratadas químicamente (unión p-n).

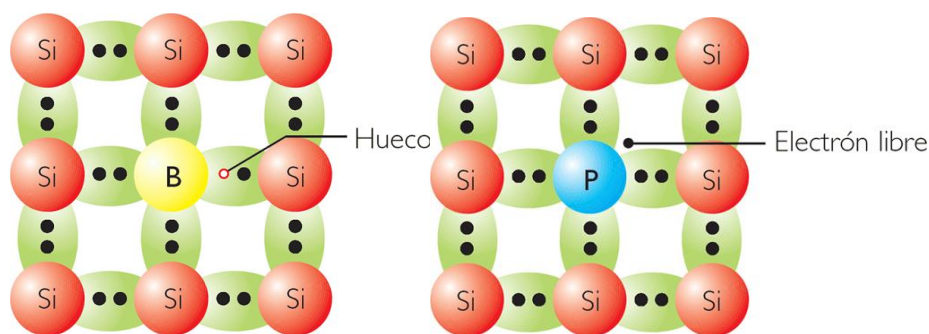


Figura 5.3: Semiconductores extrínsecos, izquierda tipo P, derecha tipo N. Fuente: karengonzaleztorres.blogspot.com

La región de tipo n se obtiene reemplazando átomos de silicio por átomos de fósforo.

Dado que el átomo de fósforo tiene cinco electrones de valencia y que se necesitan cuatro para que se realicen los enlaces con el silicio, queda un electrón libre, lo que le proporciona al semiconductor una carga negativa.

Lo mismo ocurre con el semiconductor tipo p, los átomos de silicio son reemplazados por boro, que, al tener tres electrones de valencia, requiere de uno más para realizar los enlaces, por tanto, se genera un hueco, proporcionando el semiconductor una carga positiva.

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 propagándose hacia lados opuestos.

Este proceso continúa hasta que ya no se es posible intercambiar más electrones y huecos, obteniendo un campo eléctrico permanente sin la ayuda de campos eléctricos externos.

Por tanto, una célula fotovoltaica será un dispositivo que consta de una delgada capa del material tipo n y otra del 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 la recombinación, conduciendo electrones a la zona n y los huecos a la zona p. A través de un conductor externo, la capa negativa se conecta a la positiva, generando 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.

5.2.3.1. *Tipos de células fotovoltaicas*

5.2.4. Introducción a los sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, electrónicos y eléctricos que se combinan para captar la energía solar disponible y transformarla en energía eléctrica utilizable.

Independientemente de su uso, se pueden clasificar en:

- **Sistemas aislados:**

Su objetivo es satisfacer total o parcialmente el suministro eléctrico en lugares donde no existe red eléctrica o donde es de difícil acceso. Los principales y más comunes componentes en este sistema son:

- Módulos fotovoltaicos: aprovechar la energía solar y la transformarla en energía eléctrica.
- Regulador de carga: protege a los acumuladores de la sobrecarga o la descarga debido al uso excesivo.
- Sistema de acumulación: almacena el exceso energía eléctrica para que pueda ser utilizada cuando se demande energía eléctrica y no exista producción (por ejemplo, durante la noche).
- Inversor: transforman la corriente continua que producen los módulos, en corriente alterna para alimentar las cargas que lo requieran.
- Elementos de protección del circuito: protegen la descarga y derivación de elementos en caso de avería o situaciones de sobrecarga.

- **Sistemas de conexión a red:**

Estos sistemas no tienen acumulación de energía, debido a que la energía producida durante las horas de sol se canaliza directamente hacia la red eléctrica.

La característica más importante de este tipo de sistemas es la eliminación de 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: componente muy importante, 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 período de funcionamiento.

- Sistemas híbridos:

En ciertos casos, el sistema fotovoltaico (generalmente se aplica a los sistemas aislados) se puede complementar con otro a fin de tener mayores garantías de disponer de electricidad o aprovechar un recurso energético existente en la zona. Los complementos más comunes son los aerogeneradores eólicos y los grupos electrógenos.

5.2.5. Horas solares pico (HSP)

La energía recibida del Sol muestra una variación regular a lo largo del día y del año, sin embargo, entre la primera, la última hora del día y las horas centrales existe una gran diferencia de energía. Esta variación está representada por la curva azul en la figura 5.4. En vista de esto, para facilitar el trabajo cuando se trata de energía solar, se ha creado 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.

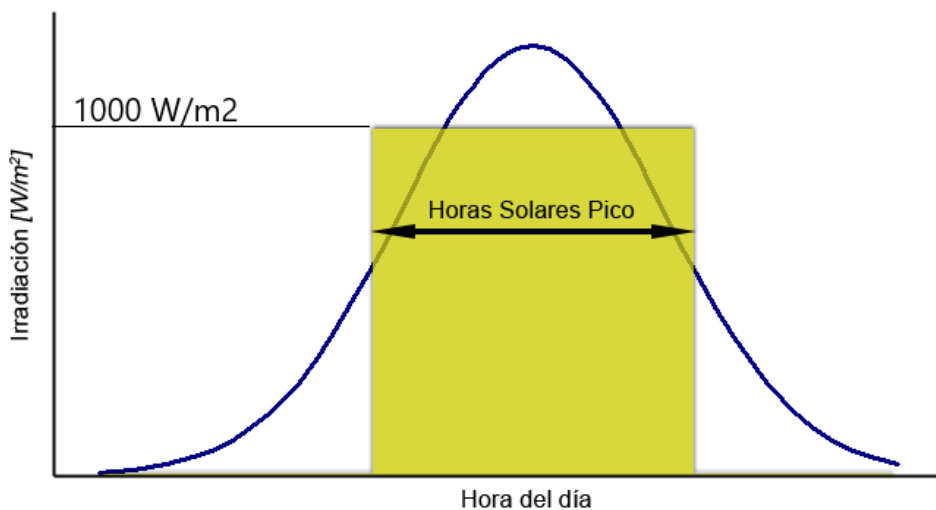


Figura 5.4: Figura explicativa del término Horas Solares Pico (HSP). Fuente: wikipedia.org

Como se observa en el gráfico de la figura 5.4, las horas reales de irradiación son mayores que las HSP, pero la energía asociada es la misma, debido a que el primero está vinculado a la irradiancia variable, la segunda permanece a 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.

$$1 \text{ HSP} = \frac{1000 \text{ W} * 1 \text{ h}}{\text{m}^2} = \frac{1 \text{ kWh}}{\text{m}^2} \rightarrow \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} * \frac{1 \frac{\text{J}}{\text{s}}}{1 \text{ W}} = 3,6 \text{ MJ/m}^2 \quad (5.2)$$



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO II:

**ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE
EMPLAZAMIENTOS EN CANARIAS**

**TRABAJO FINAL DE GRADO:
DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta
Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice de contenidos:

1. INTRODUCCIÓN	1
2. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS EN TENERIFE	2
2.1. Zonas naturales protegidas	4
2.2. Potencial de recurso renovable de la isla de Tenerife	5
2.2.1. Recurso eólico.....	5
2.2.2. Recurso solar	6
3. ALTERNATIVA 1: ZONA GÜIMAR – LAS ERAS	6
3.1. Usos y demanda.....	6
4. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS EN LA GOMERA.....	7
4.1. Zonas naturales protegidas	8
4.2. Potencial de recurso renovable de la isla de La Gomera	8
4.2.1. Recurso eólico.....	9
4.2.2. Recurso solar	9
4.3. Normativa existente en la isla de La Gomera acerca la desalación de agua	10
5. ALTERNATIVA 2: SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA	11
5.1. Uso y demanda doméstica	11
5.1.1. Población de San Sebastián de La Gomera	11
5.1.2. Demanda neta doméstica en San Sebastián de La Gomera	13
5.2. Uso y demanda turística.....	14
5.3. Factores para tener en cuenta	15
5.3.1. Mapa de especies protegidas	15
5.3.2. Deslinde de dominio público marítimo terrestre.....	15
5.3.3. Zona Industrial en San Sebastián de La Gomera	17
5.4. Ubicación exacta seleccionada EDAM.....	18
5.5. Ubicación exacta de los aerogeneradores	19
5.6. Ubicación exacta de los módulos fotovoltaicos.....	22
5.7. Ubicación exacta pozos de captación	23
6. ESTUDIO PROPIEDADES DEL AGUA EN SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA.....	24
6.1. Caudal de permeado objetivo	24
6.2. Temperatura del agua de alimentación.....	26
6.2.1. Viscosidad del agua	28

6.2.2.	Crecimiento biológico	28
6.2.3.	Precipitación de sales	28
6.3.	Composición química del agua de captación.....	29
6.4.	Propiedades químicas del agua permeada según RD.....	30
6.4.1.	Parámetros microbiológicos	30
6.4.2.	Parámetros indicadores	30
6.4.3.	Parámetros químicos	31
6.4.4.	Tabla resumen para los datos disponibles.....	31

Índice de figuras:

Figura 2.1:	Distribución de la infraestructura de abastecimiento urbano-turístico. Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife 2015. _____	2
Figura 2.2:	Infraestructuras de desalación de aguas salobres y de mar en Tenerife. Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife _____	3
Figura 2.3:	Resumen de los consumos desde el año 2000 hasta 2010. Plan Hidrológico de Tenerife. _____	3
Figura 2.4:	Espacios naturales protegidos en la isla de Tenerife. Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife _____	5
Figura 2.5:	Recurso eólico a 50 metros en la isla de Tenerife. Fuente: grafcan.es _____	5
Figura 2.6:	Potencial fotovoltaico sobre la isla de Tenerife. Fuente: grafcan.es _____	6
Figura 3.1:	Balance hidráulico 2010 (antes del ajuste insular final). Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife _____	7
Figura 3.2:	Distribución territorial de las demandas y los recursos (2010). Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife. _____	7
Figura 4.1:	Espacios incluidos en la Red de Espacios Naturales Protegidos de Canarias en la isla de La Gomera. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	8
Figura 4.2:	Recurso eólico a 80 metros disponible. Fuente: grafcan.es _	9
Figura 4.3:	Radiación Global en la isla de La Gomera. Fuente: grafcan.es _____	9
Figura 4.4:	Volumen extraído de los pozos. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	11
Figura 5.1:	Densidad de población por municipio en La Gomera (habitantes/km ²) en el año 2015. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	12
Figura 5.2:	Reparto poblacional en núcleo y diseminado en La Gomera en el año 2015. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	12

Figura 5.3: Progresión de la población al año 2019 por municipio. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	12
Figura 5.4: Dotaciones y demandas. Uso doméstico en el año 2015. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	13
Figura 5.5: Dotaciones y demandas. Uso doméstico en el año 2021. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	13
Figura 5.6: Plazas turísticas totales por municipios (2009-2015). Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	14
Figura 5.7: Demandas derivadas del turismo por municipio en el año 2015. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	14
Figura 5.8: Demandas netas y brutas del turismo por municipios en el año 2021. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance. _____	15
Figura 5.9: Mapa de especies protegidas. Fuente: grafcan.es _____	16
Figura 5.10: Deslinde de dominio público marítimo-terrestre. Fuente: Sostenibilidad: Dominio público marítimo-terrestre – Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. _____	16
Figura 5.11: Deslinde Dominio Público Marítimo y Clasificación del Suelo. Fuente: grafcan.es _____	17
Figura 5.12: Zonas industriales Censo del Suelo Industrial de Canarias. Fuente: grafcan.es _____	17
Figura 5.13: Captura de pantalla ubicación de la desaladora. Fuente: earth.google.com _____	18
Figura 5.14: Parques eólicos en trámite cerca de San Sebastián de La Gomera. Fuente: grafcan.es _____	19
Figura 5.15: Coordenadas y parámetros del recurso eólico. Fuente: grafcan.es _____	20
Figura 5.16: Distancia del aerogenerador con respecto el núcleo habitado más cercano. Fuente: earth.google.com _____	21
Figura 5.17: Captura de pantalla ubicación del parque solar. Fuente: earth.google.com _____	22
Figura 5.18: Captura de pantalla ubicación de los pozos de captación. Fuente: earth.google.com _____	24
Figura 6.1: Información acerca boya ubicada en Santa Cruz de Tenerife. Fuente: puertos.es _____	26
Figura 6.2: Gráfico de las temperaturas del agua en Boya de Santa Cruz de Tenerife en el periodo seleccionado. Fuente: puertos.es _____	26
Figura 6.3: Temperatura media en la superficie del mar. Fuente: SEADATANE, IEO. Elaborado por: Instituto Geográfico Nacional, Atlas Nacional de España. _____	27
Figura 6.4: Temperatura media según el año. Fuente: gomeravive.com	28

Figura 6.5: Parámetros microbiológicos. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.	30
Figura 6.6: Parámetros indicadores. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.	31
Figura 6.8: Parámetros químicos que se controlan según las especificaciones del producto. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.	31
Figura 6.7: Parámetros químicos. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.	32

Índice de tablas:

Tabla 6.1: Estimación Demanda Bruta de Agua de uso doméstico distribuida en 2026 Fuente: Elaboración propia a través de datos del Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.	25
Tabla 6.2: Estimación Demanda Bruta de Agua del turismo distribuida en 2026. Fuente: Elaboración propia a través de datos del Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.	25
Tabla 6.3: Composición química del agua de mar. Fuente: Laboratorio Labaqua	29
Tabla 6.4: Tabla resumen valores límites agua de consumo humano en nuestro proyecto. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.	31

1. INTRODUCCIÓN

El estudio de las alternativas es esencial para cualquier proyecto de dimensionamiento de una EDAM alimentada por energías renovables debido a que dependiendo del lugar en el que se sitúa habrá diferentes maneras de diseñar tanto la obtención del recurso renovable como la disposición de los diferentes elementos dentro del proceso de tratamiento del agua para poder adecuarlo a los diferentes usos que puede tener el agua producto del sistema como puede ser:

- Agua de consumo doméstico: El consumo en nuestra alimentación, aseo personal, higiene y comprende diferentes campos para tener en cuenta como es el uso doméstico como la demanda hotelera. La última se estima que utilizan el triple de agua que una persona residente.
- Agua de consumo ganadero o agrícola: En la ganadería, su uso es como parte de la alimentación de los animales y en la agricultura, para el riego de los campos de cultivos, estos dependiendo de lo que produzcan necesitarán un agua con unas características especiales. Junto con el uso doméstico, este suele tener mayor impacto en las Islas Canarias.
- Agua para uso deportivo y ocio: En Canarias, el uso de este es inferior al 2% pero se concentra en pequeñas extensiones de tierra como puede ser un campo de golf en el que el consumo es tan significativo que varios de estos en las diferentes islas poseen EDAM propios para el consumo de estas instalaciones.
- Agua de consumo industrial: El agua producida no necesitan de calidad de agua potable debido a usos sanitarios y transmisión de calor o refrigeración. Por ejemplo, las centrales térmicas requieren de grandes masas de agua para sus intercambiadores.

Es necesaria la utilización del recurso online Grafcan para observar de manera precisa todos los parámetros que son necesarios para poder disponer la estación desaladora de agua marina. Utilizaremos este último junto a los planes Hidrológicos de cada isla, todo ello con el objetivo de encontrar el emplazamiento de esta para que se pueda llevar a la realidad, con ello, el proyecto se observa de manera realista.

Para cada una de las islas que analizaremos será necesario el estudio de indicadores como son:

- Localización zonas naturales protegidas:
- EDAM dispuestas en la isla a analizar.
- Recurso eólico: Necesario el análisis debido a que los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando la velocidad del

viento es de 3 a 4 metros por segundo, y la máxima producción se produce con vientos de entre 13 y 14 metros por segundo.

- Recurso solar.
- Balance hídrico del municipio escogido.

2. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS EN TENERIFE

Se ha decidido acotar el proyecto a la zona de Tenerife debido a la cercanía en cuanto a normativas y diferentes emplazamientos que se pueden situar en la isla correspondiente a un trabajo en el cual podemos eh es poner un sistema mixto de energía solar y energía eólica voy ahora a numerar las diferentes opciones que encontrado:

Para este estudio nos vamos a fijar en las necesidades b́asicas para ello determinaremos las necesidades del municipio y la superficie a cubrir de las diferentes opciones, tendremos que determinar si el agua va a requerirse por personas, cultivo o industria.

Adjunto un plano obtenido del [10] que est́a vigente hasta el 2021. En el plano que se observa en la figura 2.1 se observa las diferentes estaciones desaladoras de agua Marina en funcionamiento y las autorizadas y tambíen podemos observar tanto las conducciones de abastecimiento como las estaciones desaladoras de agua subterŕanea que est́an en funcionamiento.

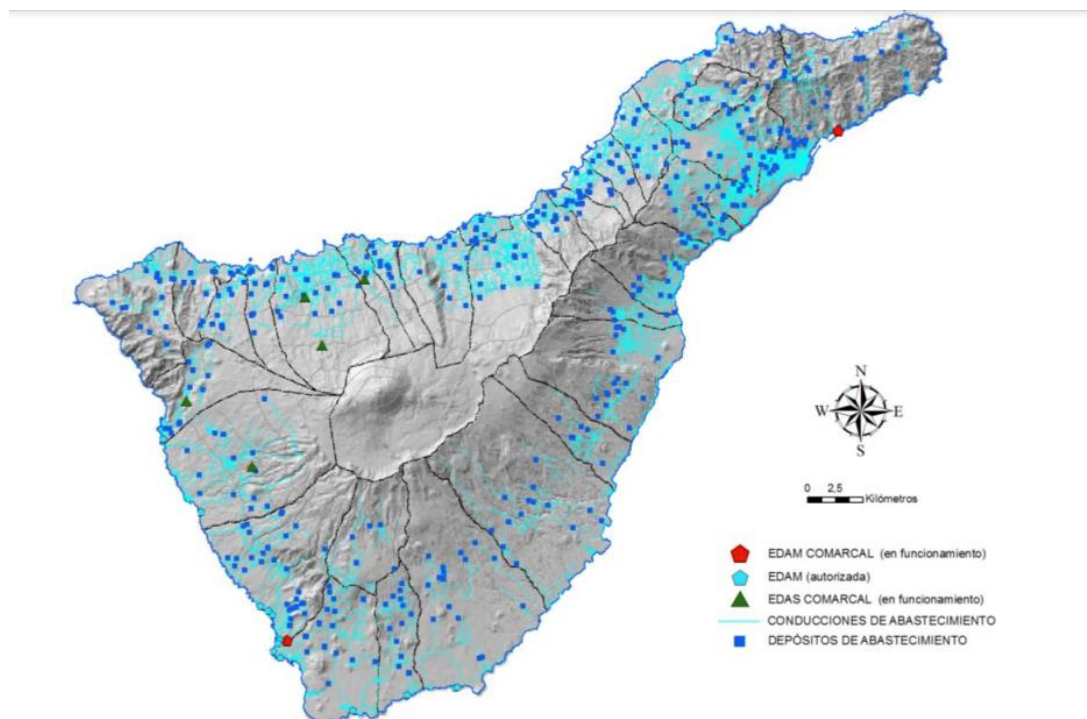


Figura 2.1: Distribución de la infraestructura de abastecimiento urbano-turístico. Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife 2015.

En la figura 2.2 se muestra las estaciones desaladoras de agua Marina que están en funcionamiento en la isla de Tenerife y las que están autorizadas.

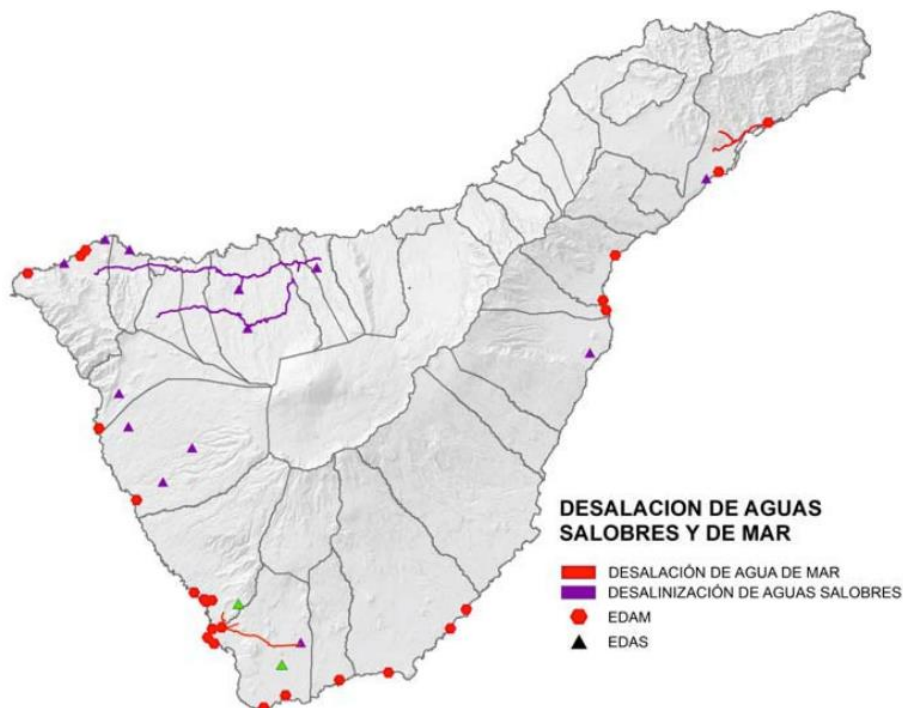


Figura 2.2: Infraestructuras de desalación de aguas salobres y de mar en Tenerife.
 Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife 2015

Comparando una imagen con la otra y conociendo que existe la estación desaladora de agua marina del Granadilla podemos observar una clara carencia de estas estaciones desaladora en diferentes puntos de la isla en los cuales vamos a analizar algunos puntos y evaluaremos si están correctamente abastecido y el uso futuro qué puede tener una estación desaladora ubicada en este lugar.

Para poder encontrar un emplazamiento en Tenerife, primero se fija en el balance expuesto en la figura 2.3 en el cual paraliza los recursos demanda y restricciones por ello se hace un desglose de consumo para 3 diferentes años de la primera década del siglo.

CONSUMOS (hm ³ /año)	2000	2005	2010
Urbano	69,7	82,6	74,9
Turístico	23,2	26,5	18,1
Industrial + Servicios	6,7	6,8	6,9
Agricultura (**)	98,2	90,7	83,7
Campos de golf	2,5	4,1	3,0
Recursos no utilizados (**)	17,0	8,8	11,0
TOTAL	217,1	219,6	197,5

Figura 2.3: Resumen de los consumos desde el año 2000 hasta 2010. Plan Hidrológico de Tenerife.

Se observa que el regadío agrícola es el consumo más relevante con el 42% y el segundo más importante en el urbano con un 38%, por contrapartida, se encuentra el consumo industrial que representa sólo un 3% del consumo total.

2.1. Zonas naturales protegidas

En la figura 2.4 se muestran los diferentes espacios naturales de la isla de Tenerife distinguiendo entre las aguas costeras y los mismos espacios protegidos.

En el mismo plan hidrológico se encuentra la siguiente información “En general, se ha advertido -en conjunto- algún tipo de regulación en ciertos Planes y Normas de Espacios Naturales Protegidos para las siguientes infraestructuras hidráulicas e intervenciones relacionadas:

- La extracción de agua a través de galerías y pozos.
 - o Las nuevas explotaciones están permitidas o son autorizables en el 23% de los espacios, mientras que en el resto está prohibido directa o indirectamente en todo el espacio, en las zonas de exclusión, en las zonas de uso restringido o las zonas de uso moderado.
 - o La reperforación de galerías y pozos. Esta intervención está permitida o es autorizable en el 95% de los espacios, estando prohibida en el resto.
- Las obras de captación de recursos superficiales. En el 44% de los espacios naturales protegidos la captación de aguas superficiales está permitida o es autorizable, mientras que en el 42% está directamente prohibido en todo el espacio o en zonas de uso restringido o moderado.
- Los depósitos de agua, conducciones y canalizaciones hidráulicas están permitidos o son autorizables en el 42% de los espacios.

Por tanto, la ejecución de nuevas obras de captación de aguas subterráneas son las actividades más restringidas en los espacios naturales protegidos, mientras que las reperforaciones están, en la mayoría de estos, permitidas o son autorizables. En cuanto a las captaciones de aguas superficiales, y los depósitos y conducciones, no parecen responder a un criterio general, sino específico de cada espacio natural protegido.”

Del texto anteriormente citado obtenemos a conclusión clara de que la ubicación de la EDAM a diseñar no debe estar sobre un espacio natural protegido debido a que implica la ejecución de nuevas obras de captación de agua subterránea.

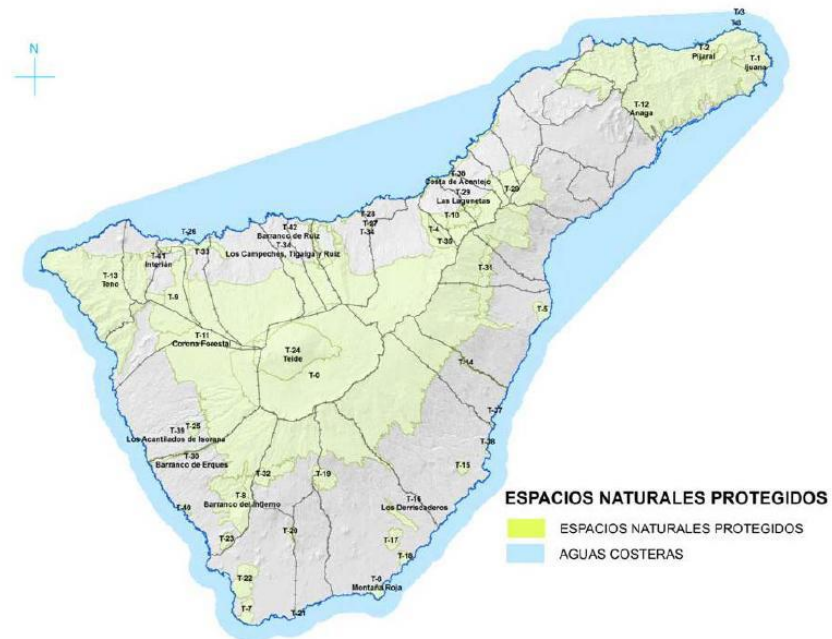


Figura 2.4: Espacios naturales protegidos en la isla de Tenerife. Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife

2.2. Potencial de recurso renovable de la isla de Tenerife

2.2.1. Recurso eólico

Se busca para nuestro proyecto es el máximo aprovechamiento del recurso eólico, por ello nos fijaremos en las zonas donde el recurso eólico sea superior a 7 m/s; se observa en la figura 2.5 diferentes zonas teñidas del color rojo indican vientos de igual o superiores a 9 m/s.

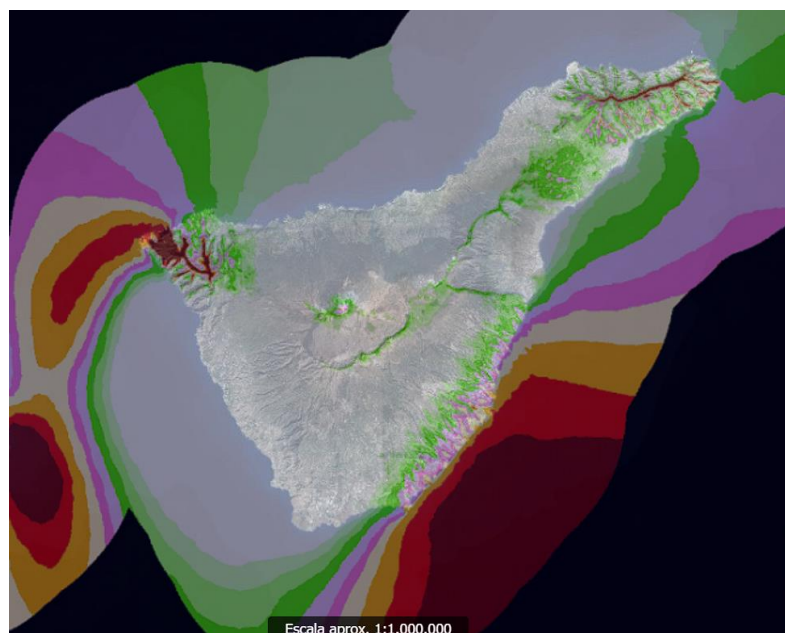


Figura 2.5: Recurso eólico a 50 metros en la isla de Tenerife. Fuente: grafcan.es

2.2.2. Recurso solar

A través de la figura 2.6, el objetivo prioritario es aprovechar tanto la energía eólica como la energía solar, para ello es necesario saber en qué parte de la isla de La Gomera incide mayor radiación global (día medio, Wh/m²).

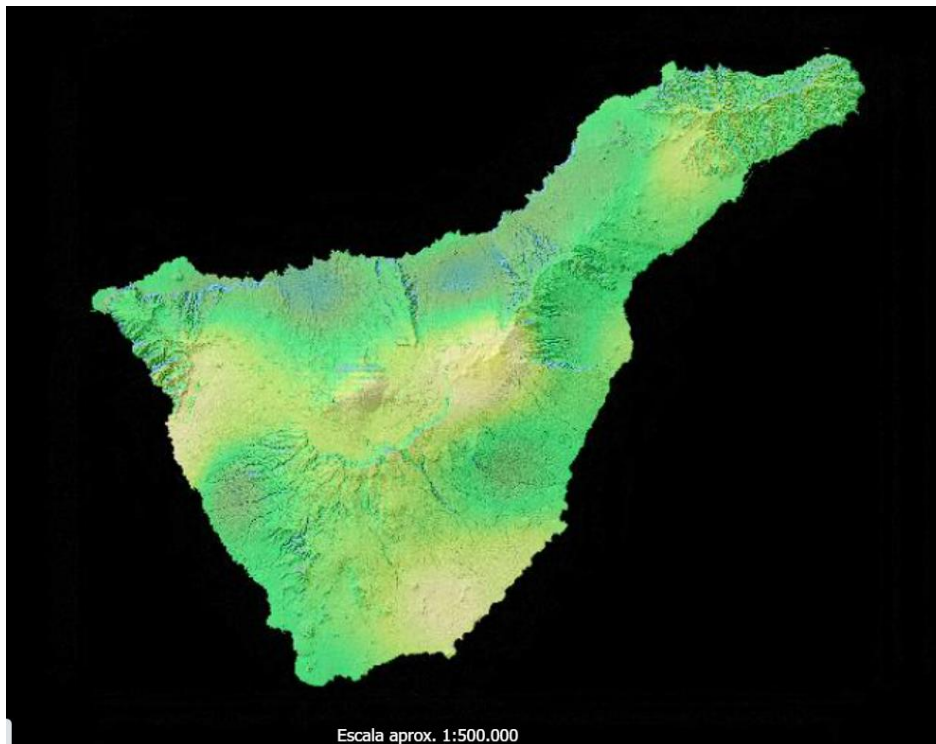


Figura 2.6: Potencial fotovoltaico sobre la isla de Tenerife. Fuente: grafcan.es

3. ALTERNATIVA 1: ZONA GÜIMAR – LAS ERAS

Analizando los mapas obtenidos en los apartados anteriores, esta zona es muy recomendable para disponer de una desalada en cuanto al potencial renovable. Es necesario analizar los usos y demandas de esta zona de Tenerife.

3.1. Usos y demanda

En las imágenes expuestas en la figura 3.1 y 3.2 observamos en la comarca VII.1 un superávit de 10,6 hm³, razón suficiente para descartar de inmediato esta alternativa debido a que no existe una demanda real que habilite la posibilidad de disponer de una desaladora para abastecer esa zona.

COMARCA	BALANCE HIDRÁULICO 2010					TOTAL (hm³)
	Producción	Abastecimiento: U + T + I + S	Riego agrícola	Recursos no utilizados	Δ de embalse	
	(hm³)	(hm³)	(hm³)	(hm³)	(hm³)	
0	0,12	0,07	0,00	0,05	0,00	0,0
I.1.A	3,94	1,26	8,74	0,48	0,11	-6,4
I.1.B	7,52	0,84	1,61	0,41	0,00	4,7
I.2	19,35	3,70	5,07	0,97	-0,08	9,5
II	31,59	12,92	8,23	1,20	-0,30	8,9
III.1	4,97	2,15	0,53	0,20	0,00	2,1
III.2	3,96	1,62	0,79	0,20	-0,02	1,3
III.3	6,07	4,31	8,85	0,58	-0,16	-7,8
IV	10,26	0,79	0,85	0,75	-0,07	7,8
V.1	14,60	30,88	1,16	1,14	0,00	-18,6
V.2	3,86	2,40	0,53	0,16	0,00	0,8
VI	15,43	5,88	5,68	0,20	0,01	3,7
VII.1	16,72	1,25	4,57	0,38	0,09	10,6
VII.2	6,86	4,09	3,69	0,21	0,18	-1,0
VII.3	16,25	14,85	11,15	1,63	0,08	-11,3
VIII.1.A	10,81	10,32	6,03	0,74	0,03	-6,3
VIII.1.B	19,96	3,73	14,69	1,16	0,13	0,5
VIII.2	5,21	1,81	1,49	0,49	0,00	1,4
TOTAL	197,46	102,86	83,66	10,95	-0,02	0,0

Figura 3.1: Balance hidráulico 2010 (antes del ajuste insular final). Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife

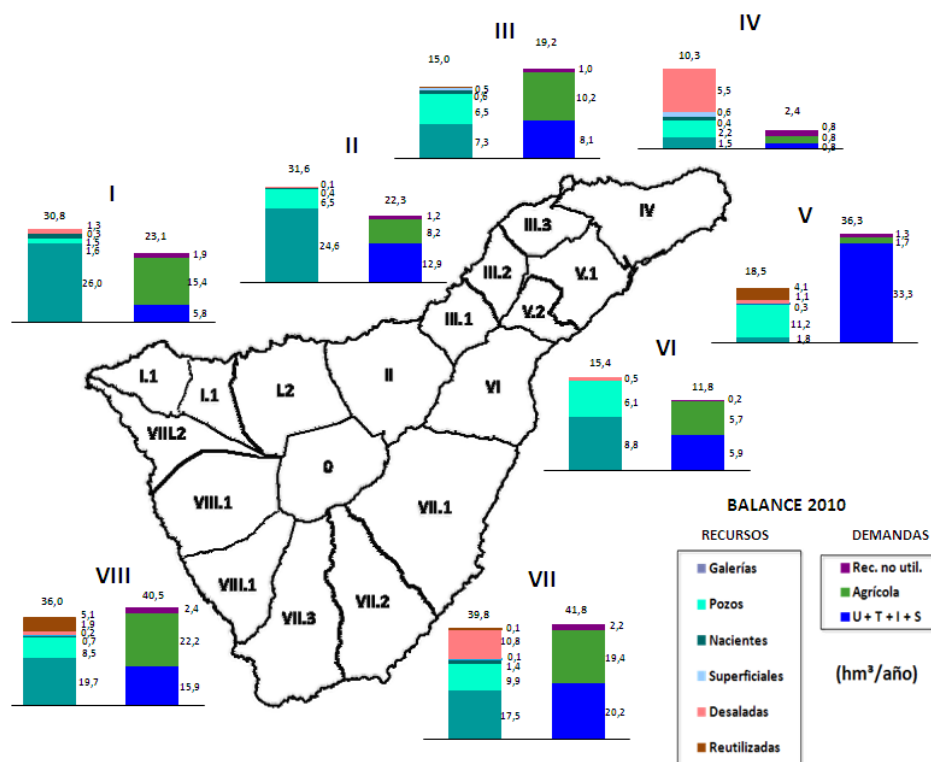


Figura 3.2: Distribución territorial de las demandas y los recursos (2010). Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife.

4. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS EN LA GOMERA

Se decide abandonar el estudio en la isla de Tenerife debido a varios factores a considerar:

1. Según las figuras 3.1 y 3.2 existe un déficit en las comarcas V.1, VII.3 y III demandas que han sido solventadas con las desaladoras que están dispuestas en Santa Cruz de Tenerife y Granadilla de Abona, la última comarca se trata déficit en el uso agrario y ya se ha realizado un Trabajo Final de Grado al respecto.
2. Bajo potencial solar y eólico en muchos puntos de isla.
3. El agua permeada en muchas ocasiones debe ser impulsada hasta cotas demasiadas elevada lo que producirá unos costes energéticos que impedirán la disposición de una desaladora de agua de mar.

4.1. Zonas naturales protegidas

A partir del [2], [3], se definen en el territorio canario una serie de Espacios Naturales Protegidos englobados en la denominada Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos, dentro de la cual se definen diferentes categorías de protección.

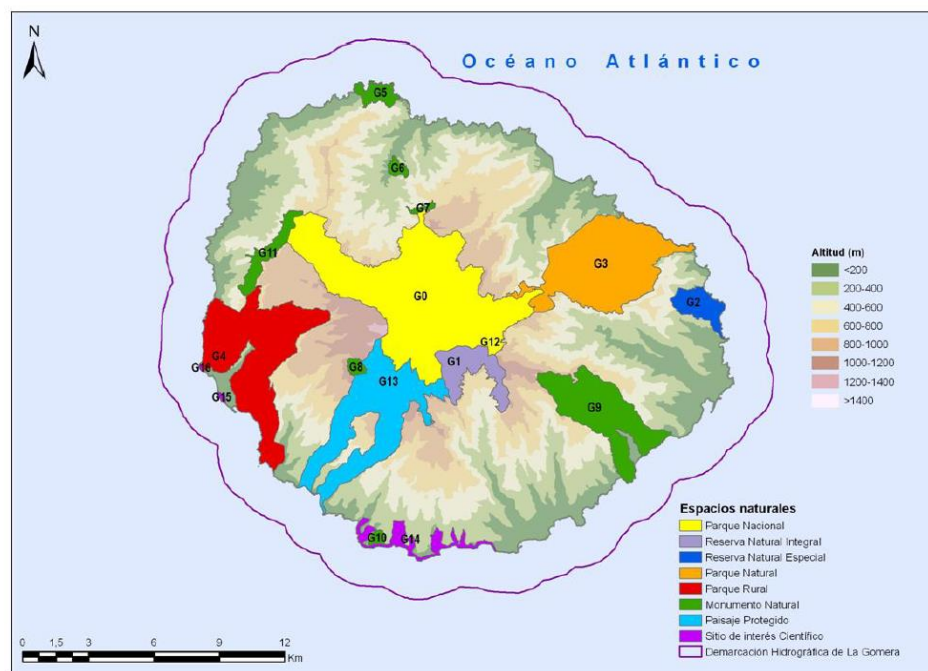


Figura 29. Espacios incluidos en la Red de Espacios Naturales Protegidos de Canarias en la isla de La Gomera. Fuente: elaboración propia

Figura 4.1: Espacios incluidos en la Red de Espacios Naturales Protegidos de Canarias en la isla de La Gomera. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

4.2. Potencial de recurso renovable de la isla de La Gomera

En el visor de Grafcan obtenemos los diferentes potenciales renovables, tanto del recurso eólico como del solar.

4.2.1. Recurso eólico

Se busca para nuestro proyecto es el máximo aprovechamiento del recurso eólico, por ello nos fijaremos en las zonas donde el recurso eólico sea superior a 7 m/s; se observa en la figura 4.2 diferentes zonas teñidas del color rojo indican vientos de igual o superiores a 9 m/s.

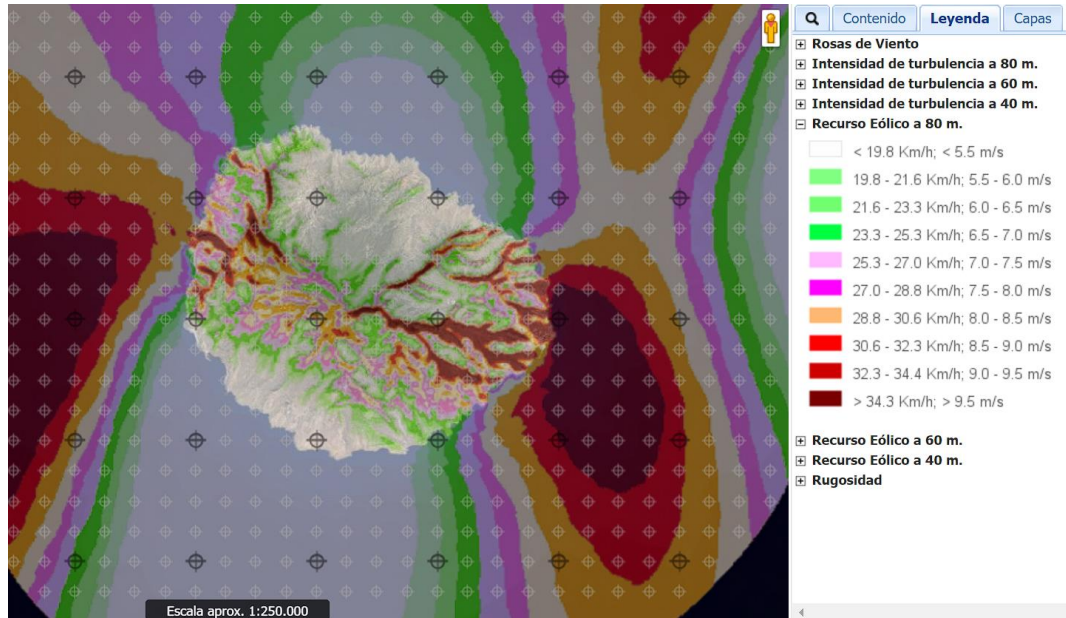


Figura 4.2: Recurso eólico a 80 metros disponible. Fuente: grafcan.es

4.2.2. Recurso solar

A través de la figura 4.3, el objetivo prioritario es aprovechar tanto la energía eólica como la energía solar, para ello es necesario saber en qué parte de la isla de La Gomera incide mayor radiación global (día medio, Wh/m²).

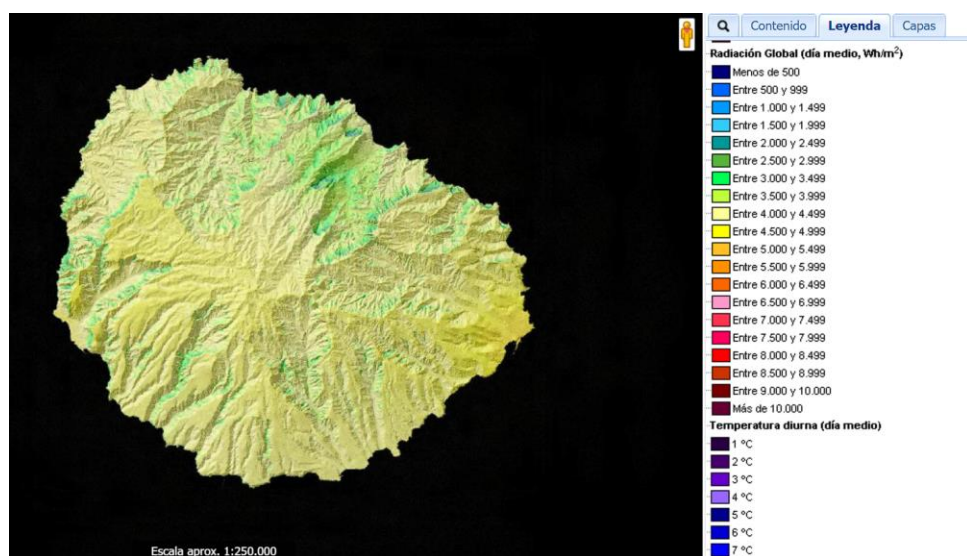


Figura 4.3: Radiación Global en la isla de La Gomera. Fuente: grafcan.es

4.3. Normativa existente en la isla de La Gomera acerca la desalación de agua

Visualizando las referencias [2], [3], observamos los diferentes apartados referentes a la desalación de agua marina:

1. “Según lo dispuesto en el apartado 4 del artículo 89 de la Ley de Aguas de Canarias la producción industrial de agua mediante desalación de agua requiere autorización del Consejo Insular de Aguas de La Gomera.”
2. “Las urbanizaciones turísticas de nueva planta situadas por debajo de la cota 250, tendrán que utilizar agua desalada para atender su demanda.”
3. “Sin perjuicio de lo señalado en el punto precedente y en el apartado 3 del artículo 43, el Plan no considera prioritaria la desalación de agua de mar. No obstante, el Consejo Insular de Aguas de La Gomera someterá a trámite las peticiones de autorización que se presenten, valorando positivamente el ahorro de otros recursos que esta fuente pueda producir.”
4. “No se autorizará la desalación de aguas subterráneas salobres.”

Obtenemos diferentes conclusiones acerca de lo expuesto anteriormente:

- Todas las nuevas instalaciones y urbanizaciones turísticas de nueva planta necesitarán de agua desalada para atender su demanda hostelera.
- En el Plan Hidrológico no se valorará, ‘a priori’, la desalación de agua de mar, pero se valorarán propuestas innovadoras para el ahorro de otros recursos ligados con la obtención de agua para consumo.
- No se podrá obtener el agua necesaria para la desalación de donde el agua superficial o subterránea se mezcla con la de mar. Este será un factor para tener en cuenta a la hora de situar los pozos de captación.
- No existen ninguna EDAM en la isla debido a que la explotación del recurso hídrico en La Gomera se fundamenta en la extracción del agua superficial, representa una cuarta parte gracias a las precipitaciones intensas e irregulares convirtiéndose en su mayor parte en la escorrentía que recogen las presas de la isla, y el agua subterránea fundamentalmente. Esta última, alcanza los acuíferos tras infiltrarse a través de los materiales geológicos que hace millones de años fueron los volcanes activos.

Por ello, vamos a analizar los pozos existentes en la isla con el fin de situar la desaladora donde justifique el ahorro del recurso del agua subterránea.

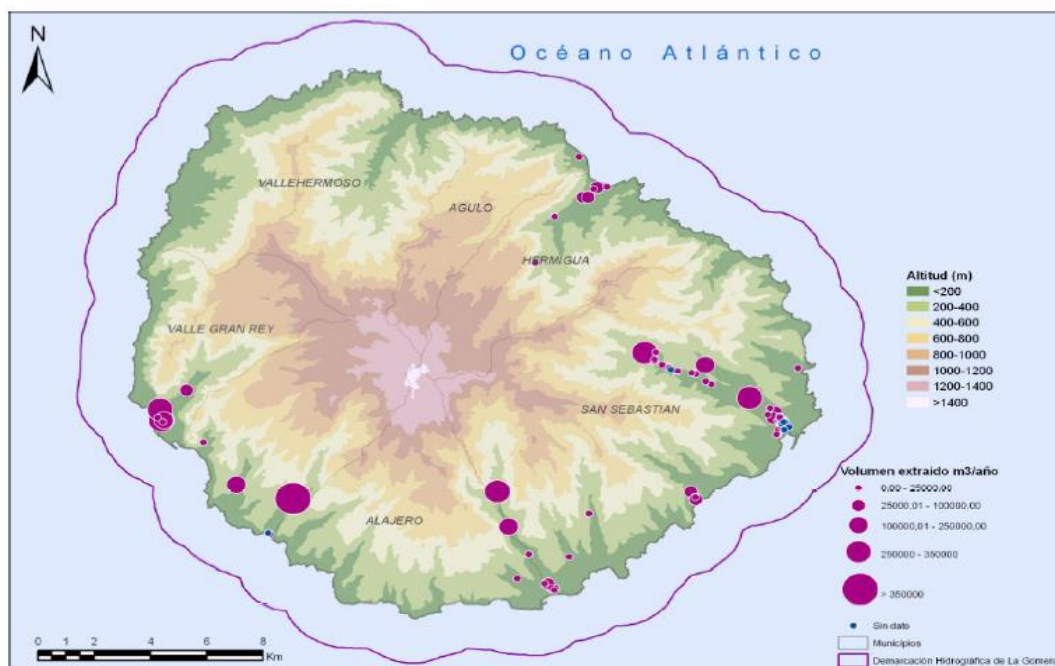


Figura 4.4: Volumen extraído de los pozos. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

5. ALTERNATIVA 2: SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA

Se hace evidente, en todas y cada una de las figuras expuestas en este análisis de la isla de La Gomera, que la capital, San Sebastián de La Gomera, reúne las condiciones climáticas y geográficas idóneas para la ubicación de una EDAM:

- Dispone de un recurso eólico a 80 m de entre 8 y 9,5 m/s.
- Disposición del recurso solar de entre 4.500 y 5.499 (día medio, Wh/m²) de radiación global.
- Gran cantidad de pozos con grandes volúmenes de extracción anuales (250.000-350.000 m³/año).
- No se ubicará en un Espacio Natural Protegido.

Procedemos a analizar los usos y demandas del agua:

5.1. Uso y demanda doméstica

5.1.1. Población de San Sebastián de La Gomera

Según cifras censales de 2015 obtenidas del Instituto Canario de Estadística en San Sebastián de La Gomera la población en 2015 es de 8.591 habitantes según nos muestra la tabla 5.1 expuesta en el [2], [3], este dato junto a que tiene la segunda mayor densidad de población de la isla siendo de 75 hab/km² y la mayor parte de la población de San Sebastián de La Gomera (98,41 %) se encuentra asentada en lo considerado como núcleo (fig. 5.2).

Municipios	Superficie (km ²)	Población 2015	Densidad de población 2015 (hab./km ²)
Agulo	25,39	1.081	43
Alajeró	49,43	2.025	41
Hermigua	39,67	1.950	49
San Sebastián de La Gomera	114,50	8.591	75
Valle Gran Rey	32,90	4.223	128
Vallehermoso	109,30	2.913	27

Figura 5.1: Densidad de población por municipio en La Gomera (habitantes/km²) en el año 2015. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

MUNICIPIO	POBLACIÓN TOTAL (2015)	NÚCLEO		DISEMINADO	
		HABITANTES	%	HABITANTES	%
Agulo	1.081	715	66,14%	366	33,86%
Alajeró	2.025	1.779	87,85%	246	12,15%
Hermigua	1.950	0	0,00%	1.950	100,00%
San Sebastián de La Gomera	8.591	8.454	98,41%	137	1,59%
Valle Gran Rey	4.223	4.139	98,01%	84	1,99%
Vallehermoso	2.913	2.910	99,90%	3	0,10%
TOTAL	20.783	17.997	86,59%	2.786	13,41%

Figura 5.2: Reparto poblacional en núcleo y diseminado en La Gomera en el año 2015. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

Y de nuevo, observando la figura 5.3, se distingue una progresión de la población desde el año 2015, hasta el año 2019, del 35,74%; aunque esa progresión ha disminuido entre los años 2016-2019 debido a que, de una población de 8.591 personas en 2015, pasó a 11.123 personas en 2016, suponiendo un gran incremento del 29,47%.

Municipios	2016	2017	2018	2019
TOTAL La Gomera	26.908	27.340	27.776	28.211
Agulo	1.400	1.422	1.445	1.467
Alajeró	2.622	2.664	2.706	2.749
Hermigua	2.525	2.565	2.606	2.647
San Sebastián de La Gomera	11.123	11.301	11.482	11.661
Valle Gran Rey	5.468	5.555	5.644	5.732
Vallehermoso	3.771	3.832	3.893	3.954

Figura 5.3: Progresión de la población al año 2019 por municipio. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

5.1.2. Demanda neta doméstica en San Sebastián de La Gomera

En cuanto a la demanda de este uso doméstico que comprende la provisión a servicios públicos locales e instituciones y servicio de agua para los comercios industrias ubicadas en el ámbito municipal que se encuentran conectadas a la red de suministro, el volumen neto utilizado en el abastecimiento, se corresponderá al agua factura por las redes de distribución urbanas locales; mientras que el bruto corresponderá con el agua incorporada a la cabeceras de las redes de distribución, en la cual es incluido las pérdidas en estas redes de distribución y otros conceptos como los uso institucionales no contabilizados, conexiones ilegales y “los subcontajes” (situar el consumo a caudales muy bajos para que el contador se sitúe en la zona de baja precisión).

MUNICIPIO	Dotación Bruta (l/hab/día)	Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Pérdidas %	Dotación Neta (l/hab/día)	Demanda Neta Agua facturada (m ³ /año)
Agulo	160	63130	20%	128	50504
Alajeró	170	125651	20%	136	100521
Hermigua	180	128115	20%	144	102492
San Sebastián de La Gomera	230	721214	30%	161	504850
Valle Gran Rey	280	431591	25%	210	323693
Vallehermoso	180	191384	20%	144	153107
TOTAL La Gomera	219	1661086	26%	156	1235168

Figura 5.4: Dotaciones y demandas. Uso doméstico en el año 2015. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

MUNICIPIO	Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Demanda Neta Agua facturada (m ³ /año)
Agulo	65829	52663
Alajeró	131022	104817
Hermigua	133591	106873
San Sebastián de La Gomera	752041	526428
Valle Gran Rey	450038	337528
Vallehermoso	199564	159651
TOTAL La Gomera	1732084	1287961

Figura 5.5: Dotaciones y demandas. Uso doméstico en el año 2021. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

Observando las figuras 5.4 y 5.5, observamos una demanda neta de agua de unos 504850 m³/año en 2015 en el municipio de San Sebastián de La Gomera y se estima que en 2021 el municipio tengo una demanda de 526428 m³/año (1442,29 m³/día), suponiendo un incremento de un 4,27%. Por tanto, San Sebastián de La Gomera será el municipio con mayor volumen de agua utilizada para el abastecimiento.

5.2. Uso y demanda turística

En el año 2015 se estimó que el número de plazas turísticas totales, es decir, el número total de plazas hoteleras y extrahoteleras, asciende a 3197 plazas.

	Plazas turísticas totales por municipios						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Agulo	133	133	150	150	150	154	176
Alajeró	688	688	688	688	688	688	688
Hermigua	352	352	352	352	352	354	374
San Sebastián de La Gomera	1.828	1.832	1.832	1.832	1.832	1.841	1.841
Valle Gran Rey	3.197	3.197	3.197	3.197	3.197	3.197	3.197
Vallehermoso	281	281	285	285	289	299	299
TOTAL LA GOMERA	6.479	6.483	6.504	6.504	6.508	6.533	6.575

Figura 5.6: Plazas turísticas totales por municipios (2009-2015). Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

Para evaluar la demanda correspondiente a estas plazas turísticas se tuvieron en cuenta que, para cada plaza hotelera, la dotación neta se evaluó en 400 L; y para las plazas extra hoteleras, se estimó en 200 L por pernoctación.

Para las demandas tanto hoteleras, como extrahoteleras, se estima una demanda bruta en el año 2015 de 184836 m³/año.

MUNICIPIO	Demanda Neta Agua facturada (m ³ /año)	Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)
Agulo	6132	7665
Alajeró	25287	31609
Hermigua	15710	19637
San Sebastián de La Gomera	129385	184836
Valle Gran Rey	111748	148998
Vallehermoso	16440	20550
TOTAL La Gomera	304702	413294

Figura 5.7: Demandas derivadas del turismo por municipio en el año 2015. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

Y, tras evaluar las tendencias de demandas de agua y el crecimiento de la demanda en el sector turístico en 2021, se obtiene como resultado que la demanda bruta del agua será de 195661 m³/año (536,06 m³/día), lo que supondrá un aumento del 5,86%, un aumento moderado en comparación al doméstico.

MUNICIPIO	Eficiencia (%)	PLAZAS HOTELERAS 2021			PLAZAS EXTRAHOTELERAS 2021			TOTAL 2021	
		Nº Plazas	Demanda Neta Agua facturada (m ³ /año)	Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Nº Plazas	Demanda Neta Agua facturada (m ³ /año)	Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Demanda Neta Agua facturada (m ³ /año)	Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)
Agulo	80%	18	1579	1973	167	4865	6081	6444	8054
Alajeró	80%	94	8264	10330	628	18338	22922	26602	33253
Hermigua	80%	87	7614	9518	306	8938	11173	16553	20691
San Sebastián de La Gomera	70%	1373	120249	171784	572	16714	23878	136963	195661
Valle Gran Rey	75%	334	29250	39000	3021	88217	117623	117467	156623
Vallehermoso	80%	140	12257	15321	175	5113	6391	17370	21713
TOTAL La Gomera	75%	2046	179212	238949	4870	142186	189582	321398	435994

Figura 5.8: Demandas netas y brutas del turismo por municipios en el año 2021. Fuente: Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

Por tanto, San Sebastián de La Gomera será el elegido para disponer de la desaladora diseñada en este proyecto.

Será necesario ubicar más concretamente donde irá ubicada la instalación dentro de municipio, para ello, será necesario estudiar la ordenación del territorio vigente, con objeto de encontrar suelo urbanizable o destinado a la industria.

5.3. Factores para tener en cuenta

5.3.1. Mapa de especies protegidas

La zona donde se pretende ubicar la desaladora se encuentran varias especies marinas protegidas expuestas en el informe generado en el anexo VIII, será necesaria una buena gestión y reducción del impacto de la salmuera producto del proceso de desalación, cuando vuelta al mar, no dañe el ecosistema marino provocando la deshidratación en estas especies marinas. En la figura 4.9 se muestran las zonas donde se encuentran las especies protegidas.

5.3.2. Deslinde de dominio público marítimo terrestre

El dominio público marítimo terrestre lo constituye la zona marítimo terrestre, las playas, las aguas interiores, el mar territorial y los recursos naturales de la zona económica y la plataforma continental, según se

establece en la Constitución de 1978 y siguiendo la normativa de Costas la que precisa y define estos conceptos.



Figura 5.9: Mapa de especies protegidas. Fuente: grafcan.es

El objetivo de la normativa es la protección, como el disfrute público de las playas, los sistemas dunares, los acantilados, las marismas, las humedades litorales, etc.

Los bienes que constituyen el dominio público marítimo-terrestre, vienen regulados en los artículos 3, 4 y 5 de la Ley de Costas y en los artículos 3, 4, 5, 6, 7 y 8 del Reglamento General de Costas.

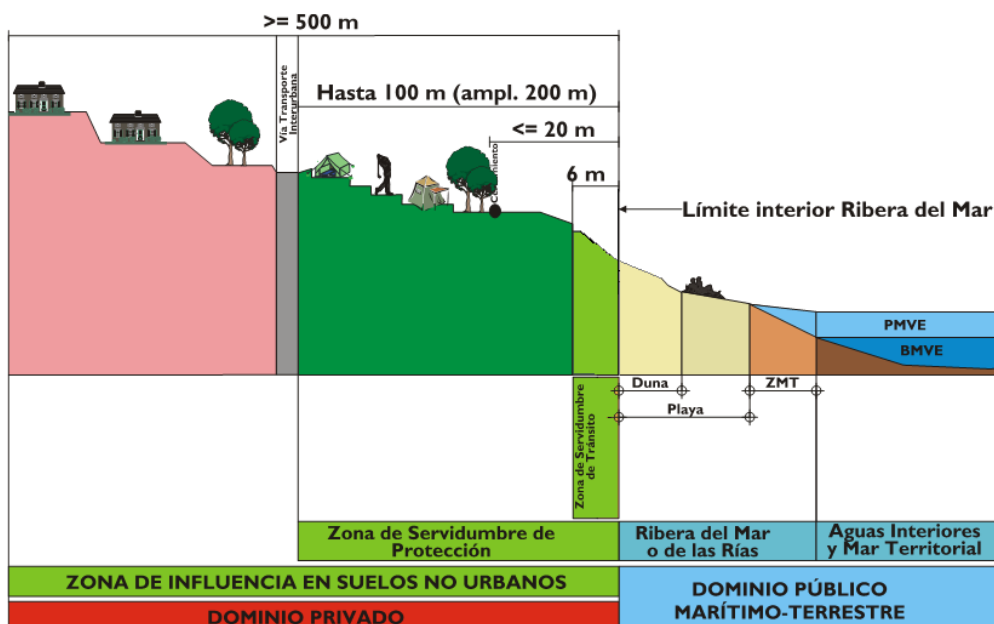


Figura 5.10: Deslinde de dominio público marítimo-terrestre. Fuente: Sostenibilidad: Dominio público marítimo-terrestre – Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico.

En la denominada servidumbre de protección, que afecta a los territorios de propiedad privada colindante con el dominio público en la que se mantiene la titularidad privada de las parcelas y sus edificaciones, en esta zona se supone la imposibilidad de ejecutar nuevas obras o construcciones contrarias a la Ley.

Se deberá tener en cuenta esta servidumbre a la hora de situar los diferentes elementos que dispondrá la planta desaladora, tanto la ubicación de los pozos de captación, como del propio núcleo de membranas, la planta solar y el aerogenerador. en el visor del Grafcan se puede consultar el límite de esta servidumbre de 100 metros con respecto al límite interior de la Ribera del mar.



Figura 5.11: Deslinde Dominio Público Marítimo y Clasificación del Suelo. Fuente: grafcan.es

5.3.3. Zona Industrial en San Sebastián de La Gomera

Según el censo del suelo industrial de Canarias, la zona industrial seleccionada se denomina U.A. El Calvario aprobado en el BOP nº 85 de 29/06/2012, consultando la información que brinda el Gobierno de Canarias.

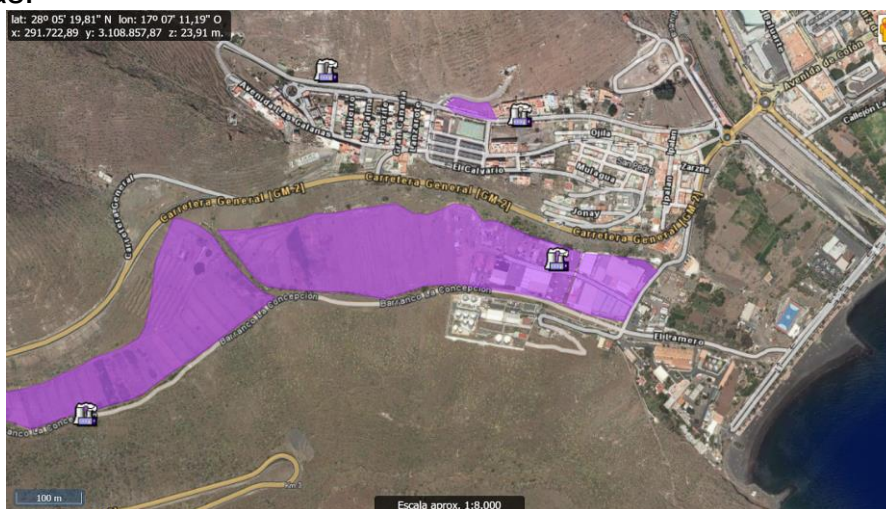


Figura 5.12: Zonas industriales Censo del Suelo Industrial de Canarias. Fuente: grafcan.es

- Clase: Urbano.
- Uso principal: Suelo sin edif.
- Superficie: $6.797 + 7.164 + 3.402 = 17.363 \text{ m}^2$.

5.5. Ubicación exacta de los aerogeneradores

Se debe de tener diferentes consideraciones como la que se expone en el Artículo 29. Distancias de los aerogeneradores a viviendas o a otros aerogeneradores del [9], por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en las Islas Canarias muestra el siguiente punto a considerar:

“Cuando el planeamiento aplicable no imponga separaciones mayores, la distancia entre un aerogenerador y un núcleo habitado no será inferior a 250 metros para aerogeneradores de potencia inferior a 900 kW y a 400 metros para aerogeneradores de potencia superior” Respecto a viviendas aisladas la localización de los aerogeneradores deberá asegurar que no se superen en la edificación los 50 dB (A), salvo que la reglamentación vigente establezca niveles máximos de ruido inferiores, en cuyo caso estos, no deberán superarse.” (I. y C. Consejería de Empleo, DECRETO 6-2015- Instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias. 2015.)

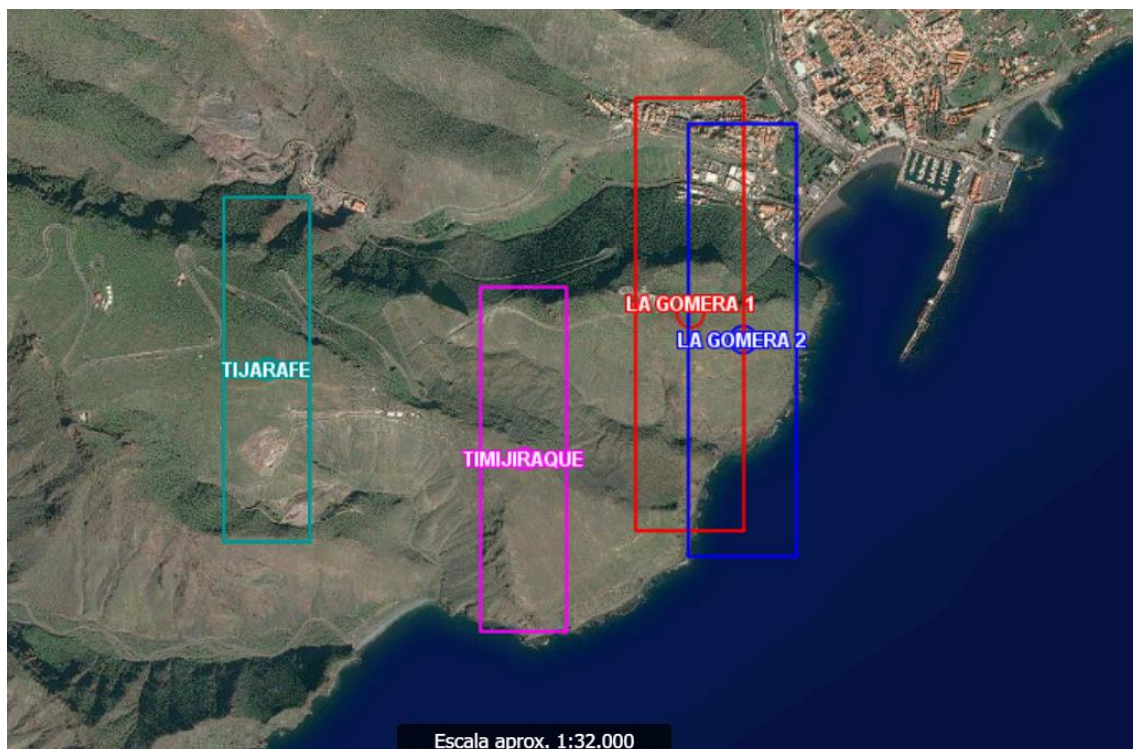


Figura 5.14: Parques eólicos en trámite cerca de San Sebastián de La Gomera. Fuente: grafcan.es

En la figura 5.14 se muestran las áreas de sensibilidad eólica y la ubicación (con un círculo) de los aerogeneradores, todos los parques mostrados están pendiente de autorización administrativa debido a que faltan declaraciones de impacto ambiental y, en concreto, de utilidad pública de estas instalaciones eléctricas de generación.

Cuando se realiza el estudio para obtener la autorización administrativa, el BOE publica la relación de propietarios y titulares afectados y recuerda que la declaración de utilidad pública lleva implícita la necesidad de ocupación de los bienes o de adquisición de los derechos afectados e implicará la urgente ocupación a los efectos de la ley de expropiación forzosa, por tanto, si es debidamente justificado se puede disponer de aerogeneradores en ubicaciones apropiadas para su uso.

Se encuentran diferentes parques, como el parque eólico Tijarafe, de 2,35 MW, está promovido por Siempreviva Gigante, S.L. con un presupuesto de 2.325.419,71 euros y estará ubicado en el paraje Lomo del Camello o el parque eólico Timijiraque, de 2,35 MW, también está promovido por Siempreviva Gigante, S.L. con un presupuesto de 2.454.192,94 euros y estará ubicado en el paraje Verodal.

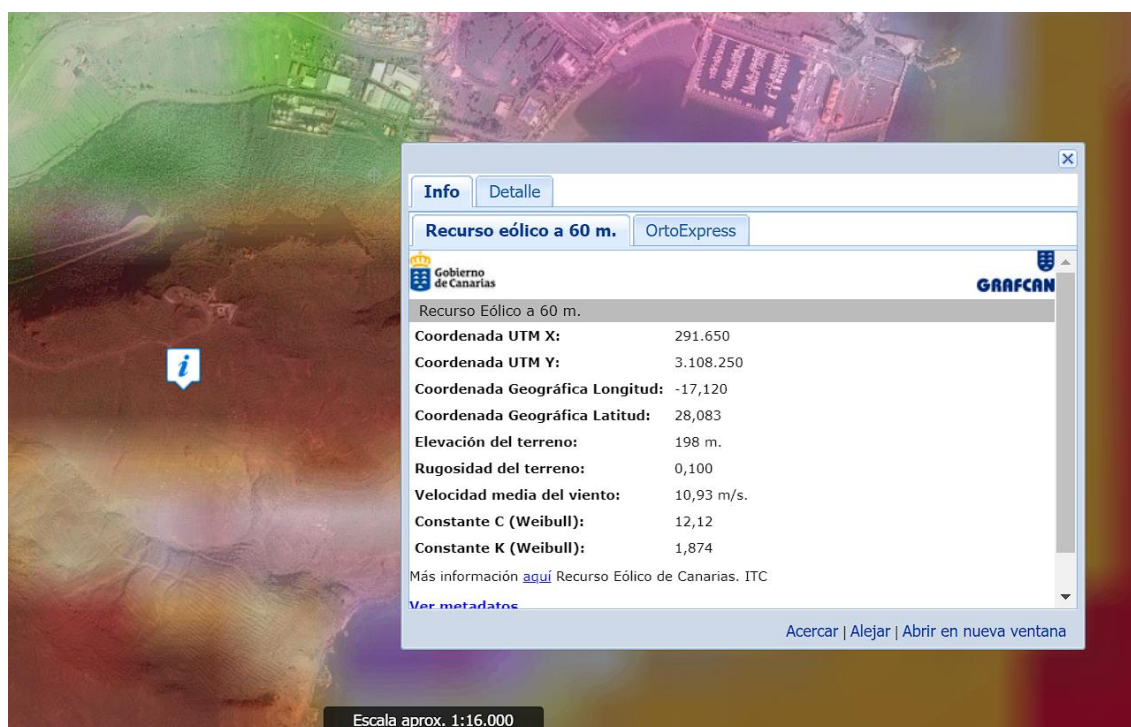


Figura 5.15: Coordenadas y parámetros del recurso eólico. Fuente: grafcan.es

La ubicación de la turbina eólica debe complementarse con las mejores condiciones eólicas del área. Sin embargo, se debe cumplir con la normativa vigente de explotación de aerogeneradores en Canarias.

Por tanto, se selecciona la ubicación expuesta en la figura 5.15 cuya referencia catastral gracias a la Sede Electrónica del Catastro y se obtiene que la parcela a utilizar se corresponde con la referencia catastral:

- 38036A011003400000IH
(<https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiudad.aspx?del=38&mun=36&UrbRus=R&RefC=38036A011003400000IH&Apenom=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=nuevoVisor&ZV=NO>)

Obtenemos diferentes datos importantes:

- Polígono 11 Parcela 340. El Machal. San Sebastián de La Gomera (Santa Cruz de Tenerife)
- Clase: Rustico.
- Uso principal: Agrario.
- Superficie 18090 m² (subparcela a).

La ubicación seleccionada cumple con el artículo 29 del [9] debido a que el aerogenerador seleccionado tiene una potencia de 800 kW y se encuentra situado a una distancia de más de 250 metros del núcleo habitado más cercano como se comprueba en la figura 5.15.

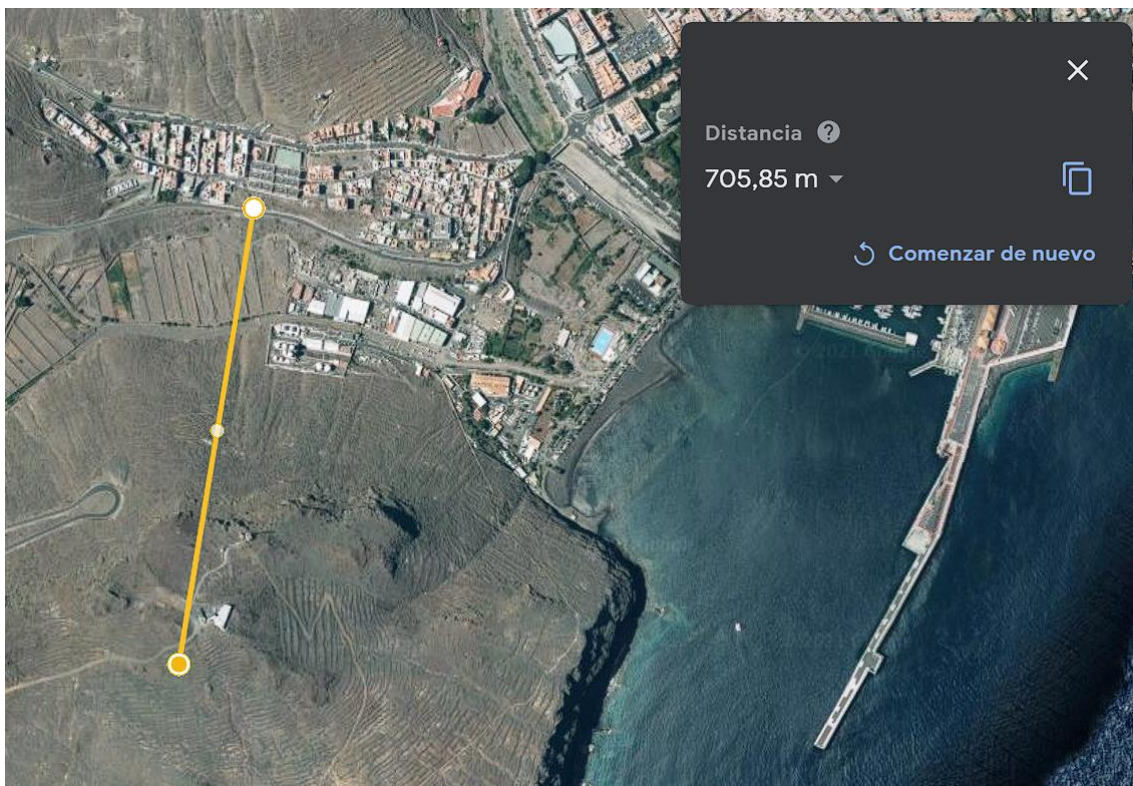


Figura 5.16: Distancia del aerogenerador con respecto el núcleo habitado más cercano.
Fuente: earth.google.com

5.6. Ubicación exacta de los módulos fotovoltaicos

Se concluyó con que se va a dimensionar instalación fotovoltaica con conexión para poder dimensionar los inversores y poder administrar a la EDAM con energía alterna proporcionada por la red. Aunque no es necesario ubicar a esta instalación próxima a la EDAM, se dispondrá en las parcelas próximas debido a su uso principal (zona industrial) y su potencial fotovoltaico.

Por tanto, se selecciona la ubicación expuesta en la figura 5.17 cuya referencia catastral gracias a la Sede Electrónica del Catastro y se obtiene que la parcela a utilizar se corresponde con la referencia catastral:

- 1788508BS8018N0001WX
(<https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiudad.aspx?del=38&mun=36&UrbRus=R&RefC=38036A011003400000IH&Apenom=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=nuevoVisor&ZV=NO>)
- 1788509BS8018N0001AX
<https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiudad.aspx?del=38&mun=36&UrbRus=U&RefC=1788509BS8018N0001AX&Apenom=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=nuevoVisor&ZV=NO>

Obtenemos diferentes datos importantes:

- Localización: TR Descubridores Segunda 1(B, A). San Sebastián de La Gomera (Santa Cruz de Tenerife)
- Clase: Urbano.
- Uso principal: Suelo sin edif.
- Superficie: $5.846 + 10.975 = 16.821 \text{ m}^2$.



Figura 5.17: Captura de pantalla ubicación del parque solar. Fuente: earth.google.com

5.7. Ubicación exacta pozos de captación

Para determinar la ubicación exacta de los pozos de captación, será necesario un estudio topográfico de las condiciones del terreno y de la calidad del agua, pero no será posible realizar el mismo debido al propio alcance del proyecto, por ello se ha seleccionado las propiedades del agua extraída directamente del mar y que el agua de se extraerá a una determinada profundidad reflejada en el punto 1.3 del Anexo IV.

Comparando la EDAM del proyecto en San Sebastián de La Gomera con los estudios realizados en otras de funcionamiento similar, se deberá de tener en cuenta diferentes factores para situar los pozos:

1. Cercanía a la costa. Se dispondrá de los pozos en un punto donde se respete el deslinde de dominio público marítimo-terrestre y quede relativamente cerca de la costa, tampoco excesivamente debido a que se buscar una cierta filtración de las sales para obtener un agua de mejor calidad.
2. Cota de la superficie. Si se obtiene agua a una altura de 30 metros con respecto al nivel del mar supondrá realizar un pozo de una profundidad aproximada a los 50-60 metros lo que supondrá un aumento considerable en los costes energéticos para impulsar el agua captada a la superficie.
3. Terreno no ocupado. Se realizará la búsqueda de una parcela la cual sea viable situar un recinto para ubicar estas bombas cerca de la superficie elegida anteriormente para situar la planta de desalación.

Finalmente, se ha decidido ubicarla en la parcela seleccionada en la figura 5.18.

- Referencia catastral: 2188301BS9028N0001GG
- Localización: TR Descubridores Primera 9(B). San Sebastián de La Gomera (Santa Cruz de Tenerife)
- Clase: Rústico
- Uso Principal: Agrario
- Cultivo/Aprovechamiento: I- Improductivo
- Superficie: 2.629 m²

Se observa que la parcela cumple con lo establecido en el deslinde de dominio público marítimo-terrestre, por lo tanto, no existirá problemas en la instalación de esta.



Figura 5.18: Captura de pantalla ubicación de los pozos de captación. Fuente: earth.google.com

6. ESTUDIO PROPIEDADES DEL AGUA EN SAN SEBASTIÁN DE LA GOMERA

A continuación, será gran importancia conocer las principales características físicas y químicas del agua de alimentación de nuestro proceso de desalación. Se definen, del mismo modo, las características que debe tener el agua al final de nuestro sistema considerando la normativa vigente para agua de consumo humana.

Para poder dimensionar nuestro sistema, es necesario conocer características como:

6.1. Caudal de permeado objetivo

Se realizará una previsión del consumo de agua tanto de uso doméstico, como de uso turístico, en los próximos 6 años (año 2026) a partir del dato de consumo de 2015 y las variaciones anuales desde ese mismo año hasta el 2021; todo ello considerando como hipótesis principal que la población y las plazas turísticas tendrán un crecimiento lineal. Los resultados se representan en las tablas 6.1 y 6.2

Con el objetivo de asegurar el suministro para satisfacer la demanda de agua de consumo humano de la población ante un posible crecimiento de esta y de los turistas, se elige diseñar la EDAM para que tenga una capacidad de 2500m³/día, siendo una cifra aproximada a la suma entre las estimaciones de los usos domésticas y hoteleras en el 2026 (2465 m³/día).

Si se desea llevar a cabo a partir de 2026, habrá que realizar otro proyecto para el aumento de la capacidad de la EDAM.

Año	Valores Conocidos Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Incremento porcentual (%)	Valores Estimados Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Valores Estimados Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /día)
2015	504850	--	504850	1383
2021	526428	4,1%	526428	1442
2022	--	4,1%	548006	1501
2023	--	4,1%	570468	1563
2024	--	4,1%	593852	1627
2025	--	4,1%	618193	1694
2026	--	4,1%	643533	1763

Tabla 6.1: Estimación Demanda Bruta de Agua de uso doméstico distribuida en 2026
 Fuente: Elaboración propia a través de datos del Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

Año	Valores Conocidos Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Incremento porcentual (%)	Valores Estimados Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /año)	Valores Estimados Demanda Bruta Agua distribuida (m ³ /día)
2015	184836	--	184836	506
2021	195661	5,5%	195661	536
2022	--	5,5%	206486	566
2023	--	5,5%	217910	597
2024	--	5,5%	229966	630
2025	--	5,5%	242689	665
2026	--	5,5%	256116	702

Tabla 6.2: Estimación Demanda Bruta de Agua del turismo distribuida en 2026. Fuente: Elaboración propia a través de datos del Plan Hidrológico de la Gomera. Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021. Documento de avance.

6.2. Temperatura del agua de alimentación

Necesitaremos realizar una aproximación para obtener el mínimo error posible, tomaremos como referencia la temperatura media de la superficie del mar, aunque la captación se realice mediante toma cerrada.

Para obtener la temperatura media de captación es necesario hacer uso del recurso online 'Puertos del Estado'. Se observa que la boya más cercana a San Sebastián de La Gomera es la ubicada en el Puerto de Santa Cruz de Tenerife (fig. 6.1).

Boya de Santa Cruz de Tenerife		
Acceso a datos	Información	Últimas posiciones
Longitud	16.23° O	
Latitud	28.46° N	
Cadencia	60 Min	
Código	1421	
Profundidad	56 m	
Inicio de medidas	21-5-2009	
Tipo de sensor	Direccional	
Modelo	Triaxys	
Conjunto de datos	REDCOS	

Figura 6.1: Información acerca boya ubicada en Santa Cruz de Tenerife. Fuente: puertos.es

A través de la página, seleccionando un periodo comprendido entre el 01/12/2020 hasta el 10/05/2021 se obtiene (figura 6.2):

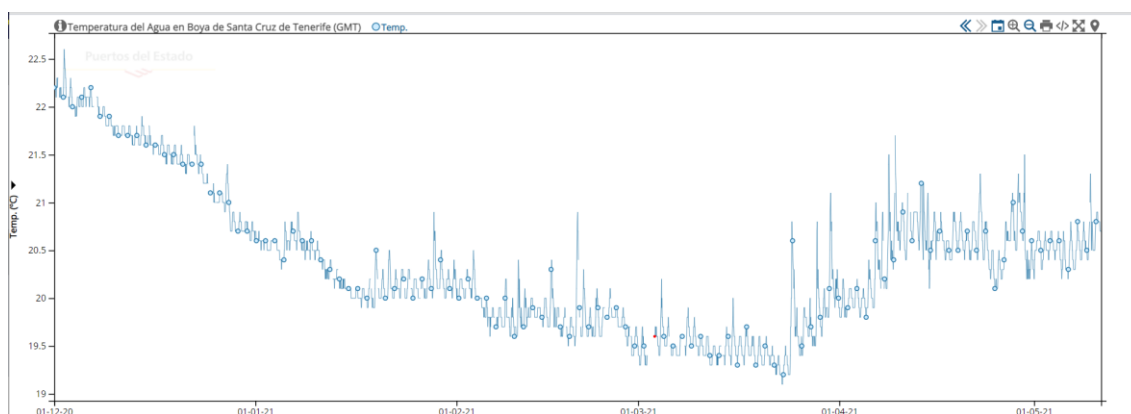


Figura 6.2: Gráfico de las temperaturas del agua en Boya de Santa Cruz de Tenerife en el periodo seleccionado. Fuente: puertos.es

A partir de la figura 6.2 se obtienen las siguientes temperaturas superficiales:

- $T_{\text{min}} = 19,3^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{max}} = 22,2^{\circ}\text{C}$

La media de esas temperaturas resulta en $20,75^{\circ}\text{C}$, por lo tanto, se decide tomar una temperatura media de 21°C debido a que no se ha estudiado otras diferentes estaciones del año como el verano donde la temperatura superficial del agua del mar es mayor.

Confirmamos esta temperatura supuesta observando tanto la figura 6.3 y 6.4 observamos que en el periodo entre 1982 y 2018 la temperatura media varía entre los 20 y $21,5^{\circ}\text{C}$ y la media resulta de 21°C , tomaremos esta medida e impondremos como hipótesis principal que la misma no varía en todo el año, aunque la tendencia estos últimos años, como se refleja en la figura 6.4, va en aumento debido al cambio climático que afecta al planeta a nivel mundial.

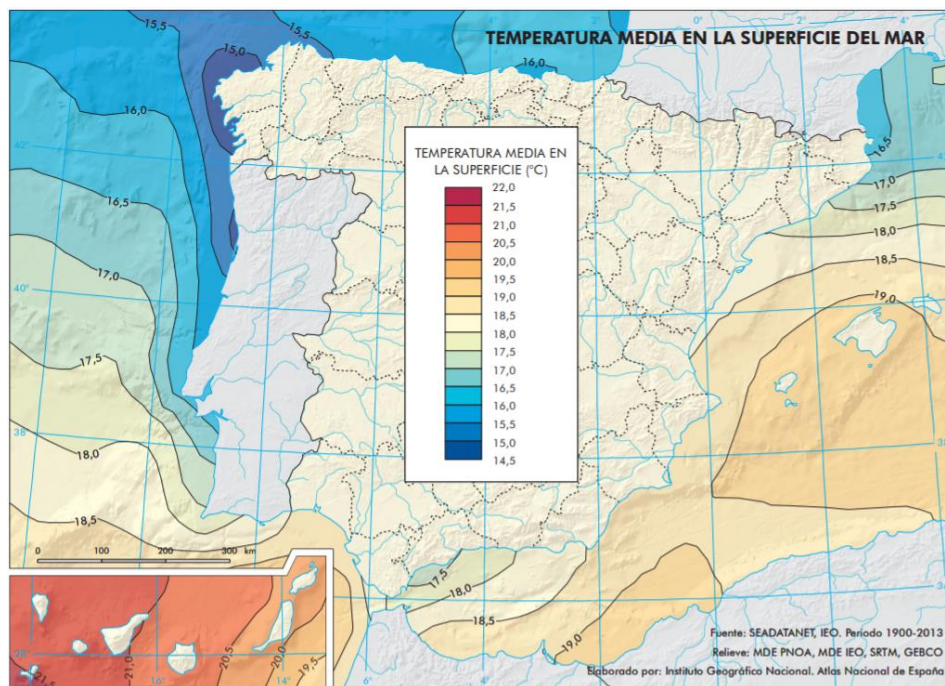


Figura 6.3: Temperatura media en la superficie del mar. Fuente: SEADATANET, IEO.
Elaborado por: Instituto Geográfico Nacional, Atlas Nacional de España.

La temperatura del agua captada en la alimentación debe tener el menor error posible debido a que influye directamente en el proceso de desalación de diferentes maneras a través de distintos parámetros:

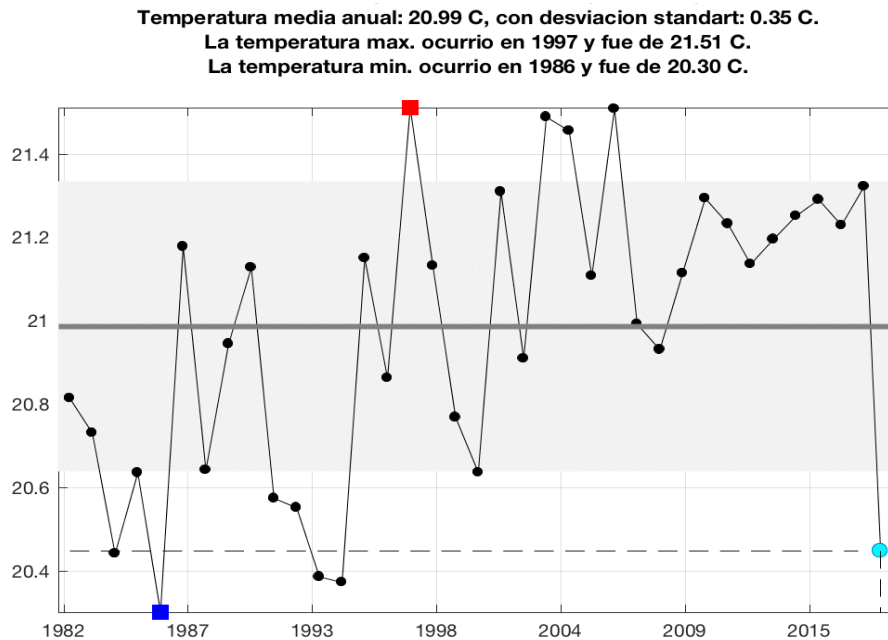


Figura 6.4: Temperatura media según el año. Fuente: gomeravive.com

6.2.1. Viscosidad del agua

A mayor temperatura del agua, menor es la viscosidad, de igual forma que, menor temperatura significará una mayor viscosidad. La viscosidad puede llegar a variar las presiones de trabajo de las membranas, consiguiendo que el consumo específico de la EDAM aumente significativamente.

6.2.2. Crecimiento biológico

El aumento de la temperatura favorece el crecimiento biológico y, por tanto, el ensuciamiento de las membranas. Para prevenir este efecto negativo, habrá que aumentar los costes del pretratamiento y mantenimiento, afectándolos negativamente.

6.2.3. Precipitación de sales

El aumento de la temperatura beneficia la precipitación de las sales causando una mayor posibilidad de atascamiento de las membranas. Como en el crecimiento biológico, los costes del pretratamiento y el mantenimiento se verán afectados negativamente.

6.3. Composición química del agua de captación

Será necesario un análisis completo de la composición del agua marina. Se elige la información proporcionada por otros Trabajos Fin de Grado disponibles en el repositorio de la Universidad de la Laguna debido a que este tipo de pruebas suelen estar bajo pedido a diferentes laboratorios debido a que no suele ser información de carácter público.

Se cita en muchas el análisis químico efectuado por el laboratorio Labaqua en la EDAM de Santa Cruz de Tenerife, y vamos a suponer que serán iguales a las de San Sebastián de La Gomera.

Comparando la tabla 6.3, con la tabla que se representa en la figura 3.3 del Anexo I que nos ofrece la Guía de Desalación observamos que todos los parámetros se encuentran en los intervalos de referencia excepto un exceso de sulfatos, exceso en cloruros, déficit en estroncio y exceso en sodio; pero, todas las excepciones anteriores no distan mucho de los intervalos de referencia.

COMPOSICIÓN QUÍMICA DE AGUA DE MAR	
Iones	
Sodio [mg/L]	11870
Potasio [mg/L]	451
Magnesio [mg/L]	1470
Calcio [mg/L]	431
Estroncio [mg/L]	10
Bario [mg/L]	0,02
Sulfatos [mg/L]	3148
Fluoruros [mg/L]	0,86
Cloruros [mg/L]	21280
Nitratos [mg/L]	0,7
Bicarbonatos [mg/L]	141,5
Boro [mg/L]	5,23
Bromo [mg/L]	0,5
Sílice [mg/L]	1,1
TDS Calculado	38824
pH	8

Tabla 6.3: Composición química del agua de mar. Fuente: Laboratorio Labaqua

6.4. Propiedades químicas del agua permeada según RD

Se debe diseñar correctamente el sistema de desalación para que los parámetros del agua producto cumplan con los parámetros límites establecidos por el [1], expuesto en el “Anexo I: Parámetros y valores paramétricos” estableciendo los valores límites en cuanto:

6.4.1. Parámetros microbiológicos

Parámetro	Valor paramétrico	Notas
1. Escherichia coli	0 UFC en 100 ml	
2. Enterococo	0 UFC en 100 ml	
3. Clostridium perfringens (incluidas las esporas)	0 UFC en 100 ml	1 y 2

Figura 6.5: Parámetros microbiológicos. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.

Se utilizarán tratamientos para eliminar los máximos microorganismos posibles debido a que no tenemos información acerca los que pueden existir en el agua de captación.

6.4.2. Parámetros indicadores

Parámetro	Valor paramétrico		Notas
31. Bacterias coliformes	0 UFC	En 100 ml	
32. Recuento de colonias a 22 °C			
A la salida de ETAP	100 UFC	En 1 ml	
En red de distribución	Sin cambios anómalos		
33. Aluminio	200	µg/l	
34. Amonio	0,50	mg/l	
35. Carbono orgánico total	Sin cambios anómalos		1
36. Cloro combinado residual	2,0	mg/l	2, 3 y 4
37. Cloro libre residual	1,0	mg/l	2 y 3
38. Cloruro	250	mg/l	
39. Color	15	mg/l Pt/Co	
40. Conductividad	2.500	µS/cm ⁻¹ a 20 °C	5
41. Hierro	200	µg/l	
42. Manganeseo	50	µg/l	
43. Olor	3 a 25 °C	Índice de dilución	
44. Oxidabilidad	5,0	mg O ₂ /l	1
45. pH:			5 y 6
Valor paramétrico mínimo	6,5	Unidades de pH	
Valor paramétrico máximo	9,5	Unidades de pH	
46. Sabor	3 a 25 °C	Índice de dilución	
47. Sodio	200	mg/l	

Parámetro	Valor paramétrico		Notas
48. Sulfato	250	mg/l	
49. Turbidez: A la salida de ETAP y/o depósito	1	UNF	
En red de distribución	5	UNF	

Figura 6.6: Parámetros indicadores. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.

6.4.3. Parámetros químicos

Los parámetros químicos que se presentan el Real Decreto son los expuestos en la figura 6.7.

6.4.3.1. Parámetros químicos que se controlan según las especificaciones del producto

Parámetro	Valor paramétrico	Notas
28. Acrilamida	0,10 µg/l	1
29. Epiclorhidrina	0,10 µg/l	1
30. Cloruro de vinilo	0,50 µg/l	1

Figura 6.7: Parámetros químicos que se controlan según las especificaciones del producto. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.

6.4.4. Tabla resumen para los datos disponibles

De las diferentes tablas expuestas en el Anexo I se elegirán los parámetros los parámetros químicos que tenemos datos, suponiendo que los valores restantes son nulos y/o cumplen con las recomendaciones. Todos estos datos los expongo en la tabla 6.4.

	Valor límite
Boro	< 1 mg/L
Fluoruros	< 1,5 mg/L
Nitrato	< 50 mg/L
Amonio	< 0,5 mg/L
Cloruro	< 250 mg/L
Sodio	< 200 mg/L
Sulfato	< 250 mg/L
pH	€ [6.5, 9.5]

Tabla 6.4: Tabla resumen valores límites agua de consumo humano en nuestro proyecto. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.

Parámetro	Valor paramétrico	Notas
4. Antimonio	5,0 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	10,0 µg/l	
5. Arsénico	10 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	50 µg/l	
6. Benceno	1,0 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	- µg/l	
7. Benzo(a)pireno	0,010 µg/l	
8. Boro	1,0 mg/l	
9. Bromato:		1
A partir de 01/01/2009	10 µg/l	
De 01/01/2004 a 31/12/2008	25 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	- µg/l	
10. Cadmio	5,0 µg/l	
11. Cianuro	50 µg/l	
12. Cobre	2,0 mg/l	
13. Cromo	50 µg/l	
14. 1,2-Dicloroetano	3,0 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	- µg/l	
15. Fluoruro	1,5 mg/l	
16. Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos (HPA)	0,10 µg/l	
Suma de:		
Benzo(b)fluoranteno	µg/l	
Benzo(ghi)perileno	µg/l	
Benzo(k)fluoranteno	µg/l	
Indeno(1,2,3-cd)pireno	µg/l	
17. Mercurio	1,0 µg/l	
18. Microcistina	1 µg/l	2
Hasta el 31/12/2003	- µg/l	
19. Níquel	20 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	50 µg/l	
20. Nitrato	50 mg/l	3
21. Nitritos:		3 y 4
Red de distribución	0,5 mg/l	
En la salida de la ETAP/depósito 0,1 mg/l	0,1 mg/l	
22. Total de plaguicidas	0,50 µg/l	5 y 6
23. Plaguicida individual	0,10 µg/l	6
Excepto para los casos de:		
Aldrín	0,03 µg/l	
Dieldrín	0,03 µg/l	
Heptacloro	0,03 µg/l	
Heptacloro epóxido	0,03 µg/l	
24. Plomo:		
A partir de 01/01/2014	10 µg/l	
De 01/01/2004 a 31/12/2013	25 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	50 µg/l	
25. Selenio	10 µg/l	
26. Trihalometanos (THMs):		7 y 8
Suma de:		
A partir de 01/01/2009	100 µg/l	
De 01/01/2004 a 31/12/2008	150 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	- µg/l	
Bromodiclorometano	µg/l	
Bromoformo	µg/l	
Cloroformo	µg/l	
Dibromoclorometano	µg/l	
27. Tricloroetano + Tetracloroetano	10 µg/l	
Hasta el 31/12/2003	- µg/l	
Tetracloroetano	µg/l	
Tricloroetano	µg/l	

Figura 6.8: Parámetros químicos. Fuente: RD 140/2003, de 7 de febrero.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO III:
**DIMENSIONADO BASTIDOR DE
MEMBRANAS Y RECUPERADOR DE
ENERGÍA**

TRABAJO FINAL DE GRADO:
DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice de contenidos:

1.	SELECCIÓN DEL FABRICANTE DE MEMBRANAS _____	1
1.1.	Introducción _____	1
1.2.	Catálogo de membranas del fabricante _____	1
2.	PREDIMENSIONADO BASTIDOR DE MEMBRANAS _____	3
2.1.	Parámetros iniciales que introducir _____	3
2.1.1.	Agua de alimentación _____	3
2.1.2.	Caudales y conversiones _____	5
2.2.	Elección de la configuración del bastidor de membranas _____	6
2.2.1.	Número de etapas escogidas _____	6
2.2.2.	Número de pasos escogidos _____	7
2.3.	Guía de diseño _____	7
2.4.	Criterio de diseño en la elección de la membrana _____	8
2.5.	Resultados obtenidos en los cálculos _____	9
2.6.	Discusión de resultados obtenidos _____	17
3.	RECUPERADOR DE ENERGÍA _____	19
3.1.	Elección del recuperador de energía _____	19
3.2.	Fabricante Energy Recovery _____	19
3.2.1.	Parámetros introducidos ERI™ PX™ POWER MODEL ____	19
3.2.2.	Modelos disponibles catálogo de Energy Recovery _____	20
3.2.3.	Resultados obtenidos ERI™ PX™ POWER MODEL ____	21
3.2.4.	Corrección y reiteración de valores en Q+ Projection _____	23
3.3.	Fabricante Danfoss _____	25
3.3.1.	Parámetros introducidos Danfoss iSave Selection Tool ____	25
3.3.2.	Modelos disponibles catálogo Danfoss _____	25
3.3.3.	Resultados obtenidos Danfoss iSave Selection Tool _____	26
3.3.4.	Comparación entre los resultados obtenidos entre los fabricantes Energy Recovery y Danfoss _____	27
4.	PRETRATAMIENTO _____	27
4.1.	Pretratamiento físico _____	28
4.2.	Pretratamiento químico _____	28
4.2.1.	Cloración _____	28
4.2.2.	Regulación de pH _____	29
4.2.3.	Dosificación y acidificación de inhibidores de la incrustación	29
5.	POSTRATAMIENTO _____	29

5.1. Eliminación de CO ₂ o descarbonatación _____	30
5.2. Acondicionamiento químico _____	30
5.2.1. Remineralización mediante mezcla del agua producto con otra que haya sido pretratada al menos _____	31
5.2.2. Remineralización química del propio agua producto _____	31
5.3. Acondicionamiento físico _____	32

Índice de figuras:

Figura 1.1: Catálogo de membranas fabricante LG Chem's NanoH2O™. Fuente: lgchem.com	2
Figura 1.2: Comparador de membranas de otros fabricantes. Fuente: lgchem.com	2
Figura 2.1: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: datos del agua de alimentación. Fuente: Q+ Projection Software V3.1.....	3
Figura 2.2: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: datos de la procedencia del agua. Fuente: Q+ Projection Software V3.1.	3
Figura 2.3: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: composición química del agua de alimentación. Fuente: Q+ Projection Software V3.1 5	5
Figura 2.4: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Información acerca los caudales. Fuente: Q+ Projection Software V3.1	6
Figura 2.5: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Configuración actual. Fuente: Q+ Projection Software V3.1	6
Figura 2.6: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Manual de diseño. Fuente: Q+ Projection Software V3.1	7
Figura 3.1: Parámetros de la bomba de alta presión. Fuente: ERIT™ PXT™ POWER MODEL.....	20
Figura 3.2: Parámetros de la bomba de recirculación. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL	20
Figura 3.3: Rendimiento pico y rangos de flujo de los diferentes modelos. Fuente: energyrecovery.com	21
Figura 3.4: Resultados obtenidos en el dimensionamiento del ERD. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL	22
Figura 3.5: Diferentes valores característicos de las bombas. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL	22
Figura 3.6: Interfaz del Excel del fabricante Energy Recovery con todos los valores introducidos. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL	22
Figura 3.7: Parámetros introducidos para definir el ERD. Fuente: Q+ Projection Software V3.1	23
Figura 3.8: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Configuración definitiva con ERD del fabricante Energy Recovery. Fuente: Q+ Projection Software V3.1	23
Figura 3.9: Resultados definitivos en el dimensionamiento del ERD. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL	24

Figura 3.10: Interfaz del Excel del fabricante Energy Recovery con todos los valores definitivos. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL 24

Figura 3.11: Unidad compacta de ERD del fabricante Danfoss, modelo iSave 50. Fuente: store.danfoss.com 26

Figura 3.12: Interfaz del Excel del fabricante Danfoss con todos los valores introducidos. Fuente: Danfoss iSave Selection Tool 26

Figura 5.1: Análisis del agua en las diferentes etapas del proceso de desalación. Fuente: Q+ Projection Software V3.1 30

Figura 5.2: Composición química agua en diferentes etapas. Fuente: Q+ Projection Software V3.1 31

Índice de tablas:

Tabla 2.1: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 400 SR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1 9

Tabla 2.2: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 SR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1 10

Tabla 2.3: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 400 GR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1 11

Tabla 2.4: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 GR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1 12

Tabla 2.5: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 400 R. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1 13

Tabla 2.6: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 R. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1 14

Tabla 4.1: Estimación de pérdidas de carga del pretratamiento. Elaboración propia..... 28

Tabla 5.1: Dosis comúnmente requerida según el microorganismo. Fuente: lenntech.es 32

Tabla 5.2: Dosis comúnmente necesaria para la eliminación de la bacteria E.Coli Fuente: lenntech.es..... 32

1. SELECCIÓN DEL FABRICANTE DE MEMBRANAS

1.1. Introducción

El dimensionamiento del núcleo de membranas para la utilización de la tecnología de ósmosis inversa debe estar diseñado para minimizar lo máximo posible el potencial de ensuciamiento, el potencial de atascamiento y evitar el deterioro de las membranas operando en las condiciones de operación que recomiende el fabricante de membranas. Por tanto, se diseñará el núcleo membrana para hacer posible la transformación del agua marina en agua de consumo humano en el municipio de San Sebastián de la Gomera.

Para conseguir este propósito haremos uso de un software informático que proporciona el mismo fabricante de las membranas, proporcionando las características técnicas que posee la membrana en relación con los datos de entrada y salida introducido dentro del mismo. El dimensionado se realizará con el software "Q+ Projection Software" de diseño de sistemas de ósmosis inversa del fabricante de membranas LG Chem NanoH2O™.

El objetivo del dimensionamiento del bastidor de membranas es determinar el número de membranas por tubo de presión, tubos de presión, el número de etapas por pasos y el número de estos pasos.

1.2. Catálogo de membranas del fabricante

Como fabricante de membranas, Utilizaremos estas mismas para poder dimensionar nuestro núcleo de desalación, más concretamente, el fabricante dispone de una gama de membranas relacionadas con la desalación, la gama de productos se llama Seawater Reverse Osmosis (SWRO) Membranes, poseen una innovadora tecnología de nano compuestos de película fina (TNF), que brindan un rechazo de sal líder en la industria y un 20% más de flujo permeado que las membranas con otras tecnologías más convencionales, reduciendo significativamente los costos de desalinización con una calidad del agua superior.

Se seleccionará la membrana en función de la fuente del agua la alimentación, el pretratamiento y la salinidad del agua de alimentación. LG Chem's NanoH2O™ cuenta en su catálogo con un total de quince modelos de membranas de ósmosis inversa para el agua marina. Los modelos se distinguen entre si a través del caudal de flujo permeado (gpd o m³/d) y las diferentes aplicaciones de estos, por ejemplo, el modelo GR (Great Rejection, gran rechazo) se utilizan para aguas con alta salinidad; el área de la membrana activa será iguales y el diámetro no varía, excepto el modelo LG WS 4040 R que tendrá un diámetro de 100 mm.

Product	Size (Diameter)		Active Membrane Area		Permeate Flow Rate		Stabilized Salt Rejection	Stabilized Boron Rejection
	mm	inch	ft ²	m ²	gpd	m ³ /d	%	%
LG SW 400 R G2	200	7.9	400	37	9,000	34.1	99.88	93
LG SW 440 R G2	200	7.9	440	41	9,900	37.5	99.88	93
LG SW 400 SR G2	200	7.9	400	37	6,000	22.7	99.89	93
LG SW 440 SR G2	200	7.9	440	41	6,600	25.0	99.89	93
LG SW 400 GR G2	200	7.9	400	37	7,500	28.4	99.89	93
LG SW 440 GR G2	200	7.9	440	41	8,250	31.2	99.89	93
LG SW 400 SR	200	7.9	400	37	6,000	22.7	99.85	93
LG SW 440 SR	200	7.9	440	41	6,600	25.0	99.85	93
LG SW 400 GR	200	7.9	400	37	7,500	28.4	99.85	93
LG SW 440 GR	200	7.9	440	41	8,250	31.2	99.85	93
LG SW 400 R	200	7.9	400	37	9,000	34.1	99.85	93
LG SW 440 R	200	7.9	440	41	9,900	37.5	99.85	93
LG SW 400 ES	200	7.9	400	37	13,700	51.9	99.80	89
LG SW 440 ES	200	7.9	440	41	15,070	57.0	99.80	89
LG SW 4040 R	100	3.9	80	7.4	1,950	7.4	99.7	-

Figura 1.1: Catálogo de membranas fabricante LG Chem's NanoH2O™. Fuente: lgchem.com

LG Chem's NanoH2O™ dispone de un localizador para la comparación entre productos de otras marcas (figura 1.2) con respecto los que ofrece LG, haciendo más fácil la transición entre una marca de membranas a otra.

Comparable LG Product Locator



Manufacturer

Lanxess

Product

RO B400 LE

Search

Figura 1.2: Comparador de membranas de otros fabricantes. Fuente: lgchem.com

2. PREDIMENSIONADO BASTIDOR DE MEMBRANAS

2.1. Parámetros iniciales que introducir

Abierto el programa, nos solicita distintos parámetros iniciales, que debemos conocer, para empezar con el diseño y calcular soluciones a partir de ellos, los parámetros son:

2.1.1. Agua de alimentación

The screenshot shows a window titled 'Agua alimentación'. At the top is a dropdown menu with the text '<Seleccionar tipo de agua>'. Below it is a button with a wavy water icon and the text 'Procedencia alimentación'. Underneath is another button with a network icon and the text 'Tipo alimentación'. At the bottom, there are two input fields: 'Tª' with the value '25.00' and the unit '°C', and 'pH' with the value '8.00'.

Figura 2.1: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: datos del agua de alimentación.
Fuente: Q+ Projection Software V3.1.

Nos encontramos diferentes apartados que serán necesarios rellenar:

2.1.1.1. Procedencia alimentación

The screenshot shows a window titled 'Procedencia'. At the top is a dropdown menu with the text 'Seawater-Well (SDI<3)'. Below it are two input fields: 'Tª' with the value '21,00' and the unit '°C', and 'pH' with the value '8,00'. Below these are two radio buttons: '1er Paso' (selected) and '2o Paso'. Under '1er Paso' are five input fields: 'Perdida de caudal: 6,00 %', 'Incremento del paso de sales: 10,00 %', 'Factor de ensuciamiento: 3,00 Yr', 'Fouling factor: 0,83', and 'Factor de seguridad: 1,10'. Under '2o Paso' are five input fields: 'Perdida de caudal: 5,00 %', 'Incremento del paso de sales: 5,00 %', 'Edad de membrana: 0,00 Yr', 'Factor de ensuciamiento: 1,00', and 'Factor de seguridad: 1,00'. The 'Fouling factor' and 'Factor de ensuciamiento' fields in both steps are highlighted in yellow.

Figura 2.2: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: datos de la procedencia del agua.
Fuente: Q+ Projection Software V3.1.

Observamos que será necesario considerar varios parámetros teniendo en cuenta que se desalará agua de mar procedente de pozos de captación ubicados cerca de la costa, por lo que consideraremos que el índice de fouling o SDI₁₅ (Silt Density Index) será menor a 3 y se mantendrá constante a lo largo del año y durante la vida de la planta, con lo cual nos encontramos en un proceso de desalación en el que se considerará una filtración previa para asegurar el valor anteriormente nombrado.

- Pérdida de caudal: Se considera una pérdida de flujo anual del 6%, se trata de un valor típico, aunque es el valor que junto con la edad de la membrana provoca un factor de ensuciamiento de 0,83, un valor adecuado para el diseño de los sistemas de ósmosis inversa (0,85-0,7).
- Incremento del paso de sales: Se considera un incremento anual de salinidad del 10%, encontrándose dentro del intervalo de valores típicos de los incrementos de sales para membranas de poliamida.
- Edad de la membrana: Se considera de 3 años como valor normalizado y adecuado para el diseño.
- Factor de ensuciamiento o Fouling Factor: Su valor será de 0,83 y está bloqueado para su modificación debido a que ha sido calculado automáticamente por el software mediante la edad de la membrana y las pérdidas de caudal; representa la resistencia teórica al flujo de calor debido a la acumulación de una capa de suciedad u otra sustancia o cualquier otra sustancia en uno o los dos lados de las superficies del tubo.
- Factor de seguridad: Se considerará de 1,10. Es un valor que se introduce como posible desviación de los parámetros anteriores. Se considera este valor, aunque no se ha encontrado información acerca valores típicos.

2.1.1.2. Tipo de alimentación

Debemos introducir todos los datos que poseemos acerca la composición del agua de captación.

Una vez se ha introducido todos los datos de la composición (fig. 2.3), será necesario realizar un balance iónico para equilibrar las cargas eléctricas, el programa informático calcula automáticamente los sólidos disueltos totales (TDS) y la presión osmótica total tras haber balanceado todos los iones.

2.1.1.3. Temperatura de entrada

En el punto 6.2 del Anexo II se expuso la temperatura media anual que tendrá la masa de agua de mar que se encuentra en San Sebastián de La Gomera qué será de 21°C.

The screenshot shows the 'Q+ Projection Software V3.1' interface for water composition. At the top, it identifies the water type as 'Agua San Sebastián'. Key parameters are: Solidos disueltos totales (TDS) at 58829.74 ppm and Presión osmótica total at 27.74 bar. A table below lists various ions with their concentrations in ppm, ppm of CaCO3, and ppm balanceado. The 'Balance de las cargas' is set to 'Todos los iones'.

Nombre	ppm	ppm de CaCO3	ppm balanceado
Amonio (NH4)	0	0	0
Sodio (Na)	11870	25815.57	11851.51
Potasio (K)	451	576.73	450.3
Magnesio (Mg)	1470	6046.89	1467.71
Calcio (Ca)	431	1075.35	430.33
Estroncio (Sr)	10	11.41	9.98
Bario (Ba)	0.02	0.01	0.02
Fluor (F)	0.86	2.26	0.86
Cloruro (Cl)	21280	30014.1	21313.25
Sulfato (SO4)	3148	3277.12	3152.92
Nitrato (NO3)	0.7	0.56	0.7
Carbonato (CO3)	0	0	3.6
Bicarbonato (HCO3)	141.5	115.95	141.72
Boro (B)	5.23	24.19	5.23
Bromuro (Br)	0.5	0.31	0.5
Silice (SiO2)	1.1	0.92	1.1

Figura 2.3: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: composición química del agua de alimentación. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

2.1.1.4. pH

Según la composición química del agua de mar realizada por el laboratorio Labaqua séptimo que el pH del agua es de 8, aunque se le realizará un pretratamiento a base de ácido clorhídrico (HCl) con el objetivo de bajar el pH hasta el valor de 7, este pretratamiento se realizará con objeto de ser el pH más neutro posible debido a que daña menos el estado de la membrana.

2.1.2. Caudales y conversiones

Será necesario predefinir el caudal de alimentación, qué tras nuestro estudio previo se ha establecido como 2500 m3/día, y la conversión con valores comprendidos entre el 40% al 50% como valores típicos de las desaladoras de agua de mar con la configuración seleccionada.

Caudales		
1er PASO		
Aliment.	<input type="checkbox"/>	5000.00 m3/d
Permeado	<input checked="" type="checkbox"/>	2500.00 m3/d
Rechazo	<input type="checkbox"/>	2500.00 m3/d
Conv.(%)	<input checked="" type="checkbox"/>	50.00 %
Flujo		18.20 l/mh

Figura 2.4: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Información acerca los caudales.
 Fuente: Q+ Projection Software V3.1

2.2. Elección de la configuración del bastidor de membranas

Para seguir con el dimensionamiento de la planta desaladora será necesario conocer cuál será el modelo de membrana que se usará, para ello, se considerará un rendimiento de la bomba del 100% y ningún sistema de recuperación todavía; el principal criterio que se utilizará para la lección del modelo de membrana será la que posea un menor consumo específico y cumpla los valores límites del agua para consumo humano expuestos en la tabla 6.4 expuesto en el Anexo II.

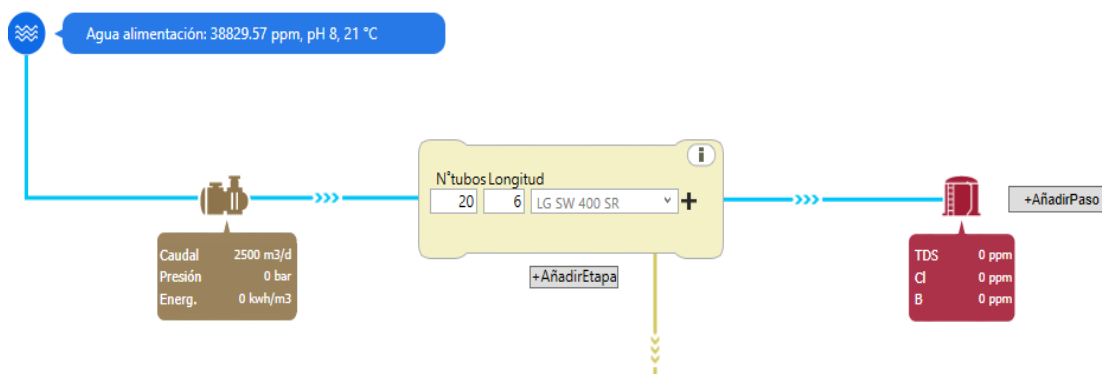


Figura 2.5: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Configuración actual. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

2.2.1. Número de etapas escogidas

La elección de un sistema de múltiples etapas se debe a la necesidad de obtener una mejor conversión debido a que el concentrado de una etapa será la alimentación de la siguiente, como se reflejó en el anexo I. Se decide tomar para nuestro diseño una única etapa debido a que el porcentaje de conversión que tiene una etapa se corresponde al que poseen las desaladoras en España, que es de entre el 40% - 50%.

2.2.2. Número de pasos escogidos

El número de pasos escogidos será de uno inicialmente; si se dispone un sistema de múltiples pasos es debido a que se buscará una mejor calidad en el agua permeada, en el caso de que con un solo paso no se obtiene el agua que cumpla los valores límites para el consumo humano se deberá poner los pasos suficientes para cumplir este requisito.

2.3. Guía de diseño

Existen una serie de errores predeterminados por el programa, se observan en la figura 2.6 donde se exponen los errores de diseño y unos valores típicos que hemos elegido para dimensionar el sistema.

Design Guideline (Metric)

Raw Water Source	RO Perm.	Brackish		Brackish		Seawater		Seawater		Waste Tertiary	
Intake/Pretreatment Type	RO	Well Intake		Surface Intake		Well Intake, UF/MF with Surface Intake		Conv. with Surface Intake		MF/UF	
Fouling Potential	None	Low	High	Low	High	Low	High	Low	High	High	High
Feed Water Parameters											
SDI (@ 15min % time)	1	3		5		3		5		3	
Typical TOC (ppm as C)	0.5	2		3		2		2		5	
Maximum BOD (ppm as O ₂)	1	4		6		4		4		10	
Maximum COD (ppm as O ₂)	1.5	6		9		6		6		15	
Design Parameters											
System Average Flux (lmh)	34	27	25	21	18	15	13	13	12	18	15
Element Average Flux (lmh)	56	42		32		35		32		28	
Recommended Element Polarization	1.3	1.2		1.2		1.2		1.2		1.2	
Q+ Projection Software Design Alarm Conditions											
Maximum Element Flux (lmh)	47.6	42.5		32.3		35.7		32.3		27.2	
Maximum Element Recovery (%)	30	20		16		16		14		13	
Maximum Element Feed Flow (m ³ /hr)	18.2	18.2		18.2		18.2		18.2		18.2	
8" Minimum Element Concentrate Flow (m ³ /hr)	2.3	3.0		3.2		3.0		3.2		3.4	
4" Minimum Element Concentrate Flow (m ³ /hr)	0.5	0.7		0.7		0.7		0.7		0.9	
Maximum ΔP per Vessel (bar) for 7 Elements Length	3.5	3.5		3.5		3.5		3.5		3.5	
Maximum ΔP per Element (bar)	1.0	1.0		1.0		1.0		1.0		1.0	
Polarization Index	1.3	1.2		1.2		1.2		1.2		1.2	

Figura 2.6: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Manual de diseño. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

Durante las distintas iteraciones se han ido produciendo errores que se explican a continuación:

Error 1: El caudal de rechazo del menor que el valor mínimo de 70,8 m³/día para el tipo de agua Seawater-Well (SDI<3). Como vemos en la guía de diseño, el software limita el flujo de rechazo, para membranas tanto de 400 ft², como de 440ft² de área, de 70,8 m³/día, lo que significa que se está desaprovechando la membrana por lo que deberá bajar el número de

estas; este error, por tanto, el error no dependerá de la temperatura o la edad de la membrana. Se mostrará posteriormente que este error será omitido debido a que, en comparación con el consumo específico de la bomba, el coste de las membranas será de un valor muy inferior, incluso despreciable.

Error 2: El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados. Este es el error que ocurre en el dimensionamiento de las membranas LG SW 400 ES (tabla 2.7) y LG SW 440 ES (tabla 2.8), esto se produce debido a que se ha dispuesta de una gran cantidad de membranas debido a que estas no poseen la capacidad que tiene las otras para el rechazo de sales, por tanto, para ajustarse a los valores objetivos de nuestro sistema es necesario introducir esa gran cantidad de membranas y como consecuencia es una gran subida de presión que debe de administrar la bomba de alta presión que supera los valores recomendados que será de 1 bar por elemento o 3,5 bar por tubo de presión.

2.4. Criterio de diseño en la elección de la membrana

El objetivo principal de todo el proceso será obtener cuál es el modelo necesario para que el consumo específico de la bomba sea el menor posible, experimentalmente se anotarán los valores de consumo específico y de los valores como lo son las cantidades de boro, cloruro y sodio que serán los elementos que marcarán la diferencia entre que el agua pueda ser de consumo humano y que no lo sea.

En el estudio hay un valor crítico que va a condicionar el estudio de la selección de las membranas y se trata del boro, esto es debido a los porcentajes de rechazo del boro son menores que el de las sales, del orden del 89%-93% como se muestra en la figura 1.1. Las membranas de ósmosis inversa son muy eficientes ante la eliminación de especies cargadas como el ion borato, en lugar de moléculas neutras como el ácido borático.

2.5. Resultados obtenidos en los cálculos

LG SW 400 SR							
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)	Cloruro (ppm)	Boro (ppm)	Consumo específico (kWh/m ³)
40	6	38	228	144,7	85,6	0,99	4,17
	7	33	231	144,87	85,7	0,99	4,13
41	6	37	222	142,86	84,51	0,98	4,14
	7	31	217	137,87	81,56	0,95	4,16
42	6	37	222	144,92	85,74	0,99	4,09
	7	32	224	144,38	85,42	0,98	4,06
43	6	36	216	143,05	84,63	0,98	4,07
	7	31	217	141,84	83,91	0,97	4,04
44	6	36	216	145,21	85,91	0,99	4,02
	7	31	217	143,94	85,16	0,98	3,99
45	6	35	210	143,31	84,78	0,98	4,01
	7	31	217	146,13	86,45	0,99	3,95
46	6	35	210	145,57	86,12	0,99	3,97
	7	30	210	143,49	84,89	0,98	3,95
47	6	34	204	143,59	84,95	0,98	3,97
	7	30	210	145,77	86,24	0,99	3,91
48	6	34	204	145,97	86,36	0,99	3,94
	7	29	203	143,1	84,66	0,98	3,92
49	6	33	198	144	85,19	0,98	3,94
	7	29	203	145,49	86,07	0,99	3,88
50	6	33	198	146,51	86,68	0,99	3,91
	7	28	196	142,76	84,45	0,97	3,9

Tabla 2.1: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 400 SR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

LG SW 440 SR							
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)	Cloruro (ppm)	Boro (ppm)	Consumo específico (kWh/m3)
40	6	35	210	146,78	86,84	0,99	4,14
	7	30	210	145,38	86,01	0,99	4,13
41	6	34	204	144,47	85,47	0,98	4,12
	7	30	210	147,32	87,16	0,99	4,07
42	6	34	204	146,5	86,68	0,99	4,06
	7	29	203	144,3	85,37	0,98	4,06
43	6	33	198	144,17	85,29	0,98	4,04
	7	29	203	146,33	86,57	0,99	4
44	6	33	198	146,28	86,55	0,99	3,99
	7	28	196	143,22	84,73	0,97	4
45	6	32	192	143,89	85,13	0,97	3,98
	7	28	196	145,33	85,98	0,98	3,95
46	6	32	192	146,11	86,44	0,99	3,94
	7	28	196	147,53	87,29	0,99	3,9
47	6	31	186	143,63	84,97	0,97	3,94
	7	27	189	144,31	85,38	0,98	3,91
48	6	31	186	145,93	86,34	0,98	3,91
	7	27	189	146,59	86,73	0,99	3,87
49	6	30	180	143,44	84,87	0,97	3,92
	7	26	182	143,31	84,79	0,97	3,89
50	6	30	180	145,87	86,3	0,98	3,89
	7	26	182	145,71	86,21	0,98	3,86

Tabla 2.2: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 SR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

LG SW 400 GR							
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)	Cloruro (ppm)	Boro (ppm)	Consumo específico (kWh/m ³)
40	6	30	180	142,85	84,51	0,98	4,2
	7	26	182	142,7	84,42	0,98	4,17
41	6	30	180	144,88	85,71	0,99	4,14
	7	26	182	144,68	85,59	0,99	4,11
42	6	29	174	142,05	84,03	0,97	4,13
	7	25	175	141,03	83,43	0,97	4,1
43	6	29	174	14,16	85,28	0,98	4,07
	7	25	175	143,08	84,64	0,98	4,05
44	6	28	168	141,25	83,56	0,97	4,07
	7	25	175	145,21	85,91	0,99	4
45	6	28	168	143,44	84,86	0,98	4,02
	7	24	168	141,43	83,67	0,97	4
46	6	28	168	145,71	86,2	0,99	3,98
	7	24	168	143,6	84,95	0,98	3,96
47	6	27	162	142,67	84,4	0,98	3,99
	7	24	168	145,89	86,31	0,99	3,92
48	6	27	162	145,04	85,81	0,99	3,96
	7	23	161	141,97	83,99	0,97	3,94
49	6	26	156	141,95	83,98	0,97	3,97
	7	23	161	144,34	85,39	0,98	3,91
50	6	26	156	144,43	85,44	0,98	3,94
	7	22	154	140,29	83	0,96	3,92

Tabla 2.3: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 400 GR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

LG SW 440 GR							
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)	Cloruro (ppm)	Boro (ppm)	Consumo específico (kWh/m3)
40	6	28	168	146,88	86,79	0,99	4,16
	7	24	168	145,49	86,07	0,99	4,16
41	6	27	162	143,52	84,91	0,97	4,14
	7	23	161	141,21	83,54	0,96	4,15
42	6	27	162	145,53	86,1	0,99	4,08
	7	23	161	143,15	84,69	0,97	4,09
43	6	26	156	142,08	84,06	0,97	4,08
	7	23	161	145,17	85,88	0,98	4,03
44	6	26	156	144,16	85,29	0,98	4,03
	7	23	161	147,27	87,13	0,99	3,98
45	6	26	156	146,33	86,58	0,99	3,98
	7	22	154	142,83	84,5	0,97	3,99
46	6	25	150	142,74	84,45	0,97	3,99
	7	22	154	144,99	85,78	0,98	3,94
47	6	25	150	144,98	85,77	0,98	3,95
	7	22	154	147,21	87,09	0,99	3,91
48	6	25	150	147,32	87,16	0,99	3,91
	7	21	147	142,58	84,35	0,97	3,93
49	6	24	144	143,63	84,98	0,97	3,93
	7	21	147	144,9	85,73	0,98	3,89
50	6	24	144	146,07	86,42	0,98	3,9
	7	21	147	147,33	87,17	0,99	3,86

Tabla 2.4: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 GR. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

LG SW 400 R							
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)	Cloruro (ppm)	Boro (ppm)	Consumo específico (kWh/m ³)
40	6	26	156	144,69	85,6	0,99	4,16
	7	22	154	141,1	83,47	0,97	4,17
41	6	25	150	141,07	83,46	0,97	4,15
	7	22	154	143,06	84,63	0,98	4,11
42	6	25	150	143,14	84,68	0,98	4,09
	7	22	154	145,1	85,84	0,99	4,05
43	6	25	150	145,28	85,95	0,99	4,04
	7	21	147	140,46	83,09	0,96	4,06
44	6	24	144	141,54	83,73	0,97	4,04
	7	21	147	142,56	84,34	0,98	4
45	6	24	144	143,75	85,04	0,98	4
	7	21	147	144,74	85,63	0,99	3,96
46	6	24	144	146,04	86,4	0,99	3,96
	7	20	140	139,89	82,76	0,96	3,98
47	6	23	138	142,12	84,08	0,97	3,98
	7	20	140	142,1	84,06	0,97	3,94
48	6	23	138	144,49	85,48	0,98	3,94
	7	20	140	144,43	85,44	0,98	3,9
49	6	22	132	140,47	83,1	0,96	3,96
	7	19	133	139,36	82,44	0,96	3,93
50	6	22	132	142,93	84,56	0,98	3,94
	7	19	133	141,77	83,87	0,97	3,9

Tabla 2.5: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 400 R. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

LG SW 440 R							
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)	Cloruro (ppm)	Boro (ppm)	Consumo específico (kWh/m3)
40	6	24	144	147,18	87,08	0,99	4,14
	7	20	140	141,71	83,84	0,96	4,18
41	6	23	138	142,92	84,55	0,97	4,13
	7	20	140	143,61	84,96	0,97	4,12
42	6	23	138	144,93	85,75	0,98	4,07
	7	20	140	145,59	86,14	0,98	4,06
43	6	23	138	147,03	86,99	0,99	4,02
	7	19	133	140,16	82,92	0,96	4,07
44	6	22	132	142,63	84,38	0,97	4,02
	7	19	133	142,2	84,13	0,97	4,01
45	6	22	132	144,78	85,66	0,98	3,97
	7	19	133	144,31	85,38	0,98	3,96
46	6	22	132	147,03	86,99	0,99	3,93
	7	19	133	146,51	86,68	0,99	3,92
47	6	21	126	142,4	84,25	0,97	3,95
	7	18	126	140,79	83,29	0,96	3,95
48	6	21	126	144,71	85,62	0,98	3,91
	7	18	126	143	84,6	0,97	3,91
49	6	21	126	147,12	87,05	0,99	3,88
	7	18	126	145,34	85,99	0,98	3,87
50	6	20	120	142,34	84,21	0,96	3,91
	7	18	126	147,79	87,44	0,99	3,84

Tabla 2.6: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 R. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

LG SW 400 ES				
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)
40	6	10	60	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	8	56	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
41	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	8	56	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
42	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	8	56	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
43	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	8	56	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
44	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	8	56	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
45	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	8	56	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
46	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	8	56	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
47	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
48	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
49	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
50	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.

Tabla 2.7: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 400 ES. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

LG SW 440 ES				
Conversión (%)	Configuración (membranas por tubo de presión)	Tubos de presión	Total de membranas	Sólidos disueltos totales (TDS)
40	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
41	6	9	54	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
42	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
43	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
44	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
45	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
46	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
47	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
48	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
49	6	8	48	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	7	49	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
50	6	7	42	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.
	7	6	42	El ΔP por elemento y del tubo de presión excede valores recomendados.

Tabla 2.8: Resultados obtenidos para la membrana LG SW 440 ES. Fuente: Elaboración propia en base resultados obtenidos de programa Q+ Projection Software V3.1

2.6. Discusión de resultados obtenidos

Analizaremos cada tipo de membrana y obtendremos al final de la discusión la combinación más favorable y diferentes conclusiones obtenidas del estudio:

1. Membranas Seawater Super Rejection (SR): Encontramos el consumo específico mínimo en $3,88 \text{ kW/m}^3$ para una configuración de 29 tubos de presión y 7 membranas por cada uno de ellos en la membrana de 400 ft^2 de área activa con una conversión del 49%, como veremos a continuación, se obtendrán mejores conversiones con menor número de elementos. Véase tablas 2.1 y 2.2.
2. Membranas Seawater Great Rejection (GR): En este caso el consumo específico mínimo en $3,86 \text{ kW/m}^3$ para una configuración de 21 tubos de presión y 7 membranas por cada uno de ellos en la membrana de 440 ft^2 de área activa con una conversión del 50%. Con esta configuración no se producirá ningún error. Véase tablas 2.3 y 2.4.
3. Membranas Seawater High Rejection (R): Se obtiene el valor del consumo específico más bajo del estudio del bastidor de membranas de $3,84 \text{ kW/m}^3$ para una configuración de 18 tubos de presión y 7 membranas por cada uno de ellos en la membrana de 440 ft^2 de área activa con una conversión del 50%, la mejor elección debido a que con un menor número de elementos (126 elementos) se logra obtener el agua objetivo en el predimensionamiento. Aunque esta configuración de flujo produce un error debido a que el flujo excede el valor recomendado de $35,7 \text{ l/mh}$ para el tipo de agua Seawater-Well (SDI<3). Véase tablas 2.5 y 2.6.
4. Membranas Seawater Energy Save (ES): No son compatibles para nuestro sistema, se observa un error de presión superior a la que puede albergar tanto el elemento como el tubo de presión debido a las pocas que se necesitan para poder obtener el agua objetivo del sistema, por tanto, quedan descartadas para una decisión final. Véase tablas 2.7 y 2.8.

Se obtienen diversas conclusiones en el análisis, por una parte, las membranas de LG Chem's NanoH2O™ poseen una tecnología que hace que las membranas funcionen con una mejor eficiencia cuando tienen una mayor conversión, se observa una disminución en todas las membranas de la potencia específica ante el aumento de la conversión debido a que se ajusta mejor las presiones a vencer en el sistema para obtener el mejor rendimiento por elemento.

Se optará por el modelo LG SW 440 GR, el cual nos proporciona una conversión del 50% con 21 tubos de presión y 7 elementos por tubo de presión, para ello la bomba tendrá un consumo específico de 3,86 kWh/m³ y la presión de 69,49 bar; recordar que este se tratará del primer predimensionado, el resultado final se desconoce a la hora de realizar estos cálculos iniciales; el resultado definitivo puede variar según se sigue realizando el estudio.

Como se puede observar en el informe generado por el programa, se cumple con todos los requisitos expuestos en la tabla 6.4 del anexo II, aunque en el caso del boro, aunque cumpla con lo dispuesto en el [1], se encuentra muy cerca del límite para ese tercer año de utilización de la membrana, será necesario comprobar el mismo tras realizar la introducción del recuperador de energía en el sistema.

Para asegurar que el valor del boro sea adecuado tras la introducción del intercambiador de energía isobárico se ha decidido quitar un tubo de presión obteniendo los siguientes resultados:

- Membrana: LG SW 440 GR.
- Caudal de alimentación: 5000 m³/día.
- Presión de alimentación: 70.61 bar.
- Consumo específico de la bomba de alta presión: 3.92 kWh/m³.
- TDS Total: 140.12 ppm.
- Cloro: 82.89 ppm.
- Boro: 0.95 ppm.
- N.º de membranas por tubo de presión: 20.
- N.º de tubos de presión: 7.
- N.º total de membranas: 140.

Hay que tener en cuenta varias consideraciones ante la solución planteada:

1. El valor de conversión, fijado en un 50%, es el valor más elevado para procesos de desalación con una etapa y un paso. Como consecuencia esto tenemos una presión de alimentación elevada para poder obtener el agua permeada con los valores objetivo.
2. Al elegir la conversión del 50%, se obtiene, para la configuración más óptima, un menor número de membranas que otras opciones, esto implica que es necesario llevar un buen procedimiento de mantenimiento limpieza de membranas, siendo estas de carácter periódico (al menos una vez al año) o extraordinario (el caudal de permeado o el paso de sales varíen en un 10-15% respecto a los valores de diseño). Esta limpieza se realiza fuera de producción.

3. RECUPERADOR DE ENERGÍA

3.1. Elección del recuperador de energía

En el anexo I se ha reflejado el funcionamiento de los diferentes recuperadores de energía que existen actualmente, por tanto, se ha decidido optar por la utilización del Energy Recovery Device de presión isobárico, debido al rendimiento superior al 90% que poseen que reducen, de forma considerable, el consumo específico del proceso de ósmosis inversa.

Compararemos entre las propuestas de los fabricantes Energy Recovery y Danfoss y determinamos cuáles son los parámetros que serán necesarios introducir para poder desarrollar el dimensionado del mismo, estos parámetros serán introducidos en las hojas de Excel que nos proporciona cada distribuidor.

3.2. Fabricante Energy Recovery

3.2.1. Parámetros introducidos ERI™ PX™ POWER MODEL

A través del informe que generó el programa Q+ Projection, será introducido en el Excel ERI™ PX™ POWER MODEL del fabricante Energy Recovery los siguientes parámetros:

1. TDS agua captada: 38837,66 ppm.
2. Presión del agua de alimentación: 70,61 bar.
3. TDS del agua permeada: 140,12 ppm.
4. Presión del agua permeada: 0 bar.
5. Presión del agua de rechazo: 68,99 bar.

Por otra parte, debemos introducir diferentes parámetros que fueron fijados a la hora de diseñar, como son:

1. Presión del agua de captación: Se fija en 2 bar para evitar que se produzca cavitación en la bomba de alta presión.
2. # trains: El número de trenes será 1 y es referido al bastidor de membranas.
3. Temperatura del agua de captación: 21°C.
4. Conversión: 50%
5. Caudal permeado: $2500 \text{ m}^3/\text{día} = 104,167 \text{ m}^3/\text{h}$.

En cuanto a los rendimientos de las bombas de alimentación (fig. 3.1) y la bomba booster (fig. 3.2) las calculará automáticamente el Excel del fabricante.

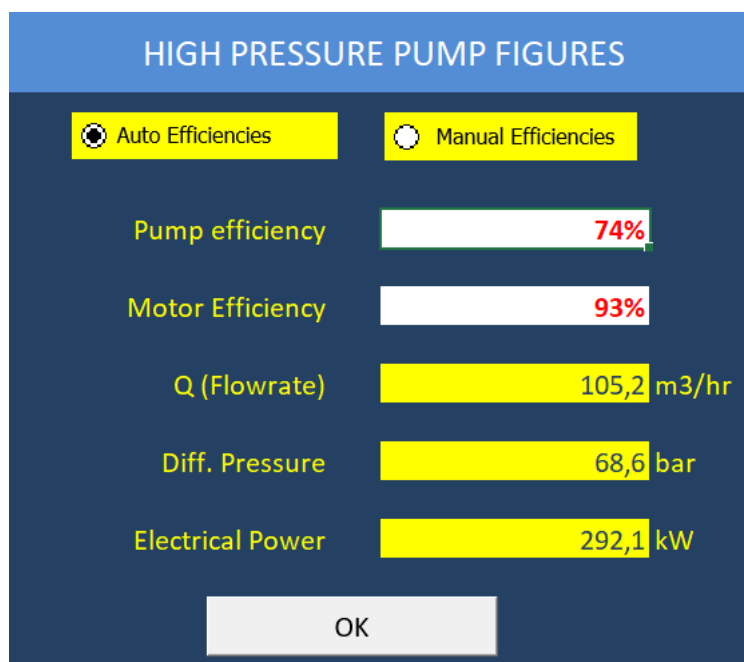


Figura 3.1: Parámetros de la bomba de alta presión. Fuente: ERIT™ PXT™ POWER MODEL

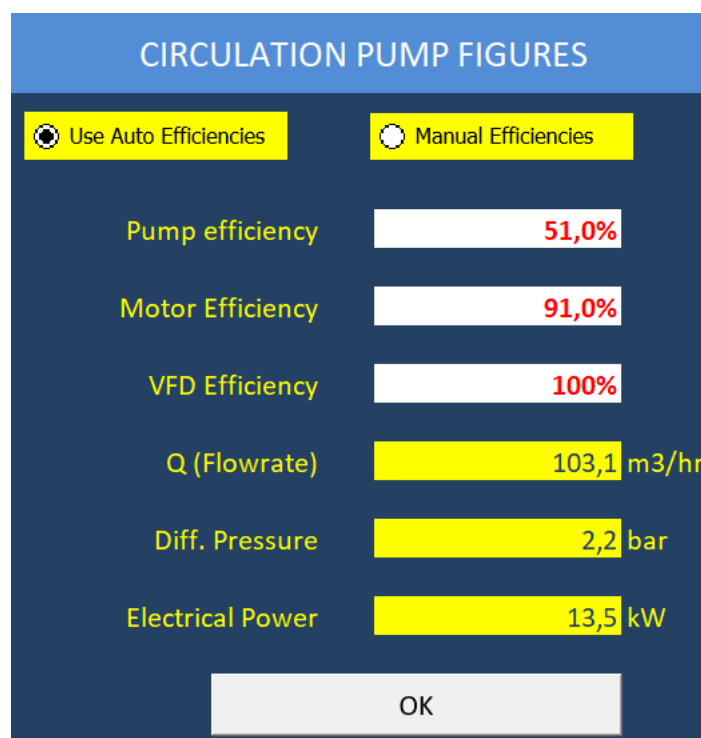


Figura 3.2: Parámetros de la bomba de recirculación. Fuente: ERIT™ PX™ POWER MODEL

3.2.2. Modelos disponibles catálogo de Energy Recovery

El fabricante Energy Recovery posee un amplio catálogo de intercambiadores de energía de presión isobáricos. En la fig. 3.3 nos muestran todos los modelos con sus rendimientos pico (rendimientos obtenidos en base al funcionamiento de estos en diferentes fábricas) y el rango de flujo que abarcan.

PX Pressure Exchanger Performance Chart		
Figures are calculated using a "mid-flow" range.		
PX Model	Peak Efficiency*	Flow Range per Unit (brine flow)
PX Q300	98.00%	45.4 - 68.1 m ³ /h
PX Q260	98.00%	40.9 - 59.1 m ³ /h
PX 260	98.00%	40.9 - 59.1 m ³ /h
PX Q220	97.00%	31.8 - 50.0 m ³ /h
PX 220	98.00%	31.8 - 50.0 m ³ /h
PX Q180	97.00%	22.7 - 40.9 m ³ /h
PX 180	98.00%	22.7 - 40.9 m ³ /h
PX Q140	98.00%	20.4 - 31.8 m ³ /h
PX 140	96.00%	20.4 - 31.8 m ³ /h
PX 90	97.00%	13.6 - 20.4 m ³ /h
PX 70	96.00%	9.1 - 15.9 m ³ /h
PX 45	96.00%	6.8 - 10.2 m ³ /h
PX 30	96.00%	4.5 - 6.8 m ³ /h

*These peak efficiencies are based on Energy Recovery's factory performance test standards. Models include Q300, Q260, 260 and 220

Figura 3.3: Rendimiento pico y rangos de flujo de los diferentes modelos. Fuente: energyrecovery.com

3.2.3. Resultados obtenidos ERI™ PX™ POWER MODEL

Tras probar con diferentes modelos, se observa que con escogiendo el modelo PX-260 obtenemos el mayor rendimiento, lo que se traduce en la utilización del menor consumo específico de energía como se observa en la figura 3.4.

PX Technology Performance	
PX unitary flow	52,1 m3/hr
Salinity Increase at membranes	2,8%
Volumetric mixing VM	5,4%
Lubrication flow (LF) per PX array	1,2 m3/hr
LF as % of concentrate flow	1,2%
HP DP	1,0 bar
LP DP	0,7 bar
RO Specific Energy **	2,91 kWh/m3
Brine Recovery Efficiency	97,44%
Overall PX Efficiency	96,56%

** Does not Include Feedwater Supply Pump Energy consumption

Figura 3.4: Resultados obtenidos en el dimensionamiento del ERD. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL

	Pump Eff	Motor Eff	VFD Eff	Power (KW)	PX Power Savings (KW)	CO2 Savings (tons/year)
High Pressure pump	74,0%	92,7%	100,0%	292,6	275	1.422
Circulation Pump	77,2%	91,7%	100,0%	10,4		

Figura 3.5: Diferentes valores característicos de las bombas. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL

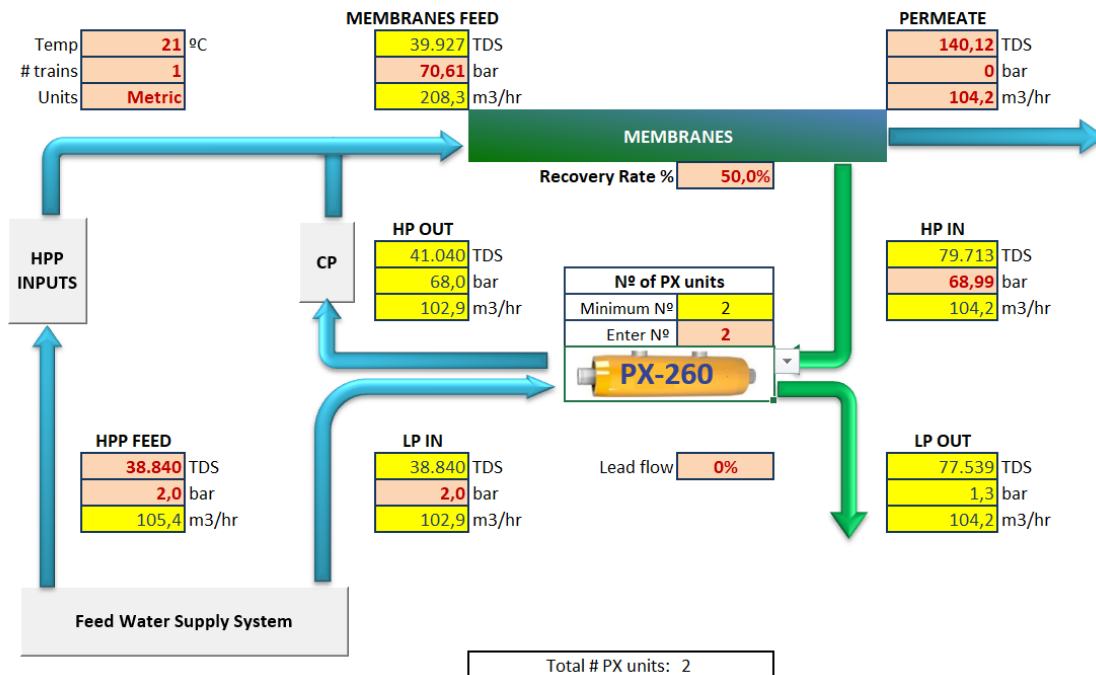


Figura 3.6: Interfaz del Excel del fabricante Energy Recovery con todos los valores introducidos. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL

3.2.4. Corrección y reiteración de valores en Q+ Projection

A través de los datos obtenidos en el dimensionamiento del ERD, será necesario realizar varias iteraciones con el Excel hasta llegar al punto en el que todos los parámetros sean lo más parecidos posibles. Por ello, sustituimos los datos anteriores por los nuevos obtenidos en el software Q+ Projection.

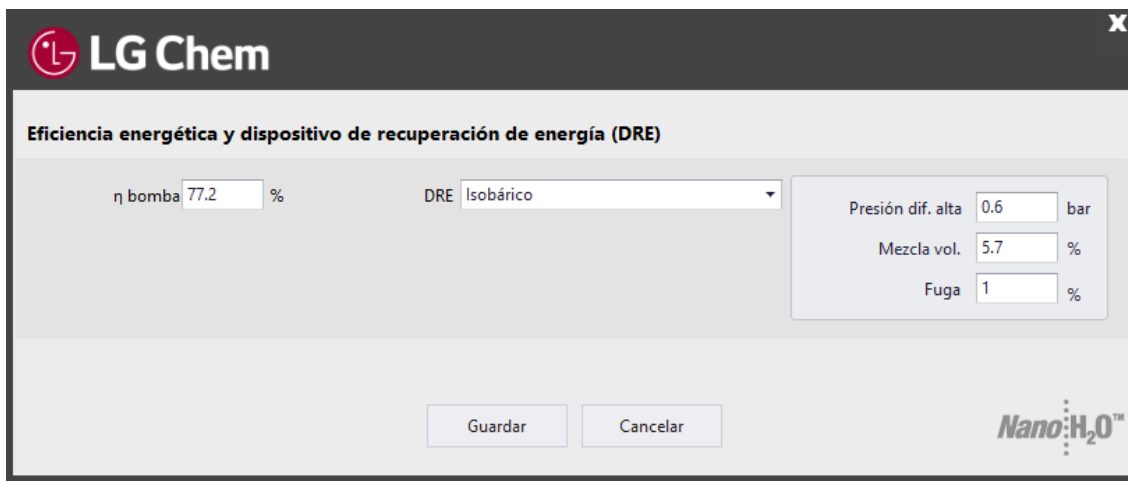


Figura 3.7: Parámetros introducidos para definir el ERD. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

Se introducen los parámetros obtenidos del programa ERITM PXTM POWER MODEL en el programa Q+ Projection Software V3.1 (fig. 3.7) y se recalcula obteniéndose lo mostrado en la figura 3.8.

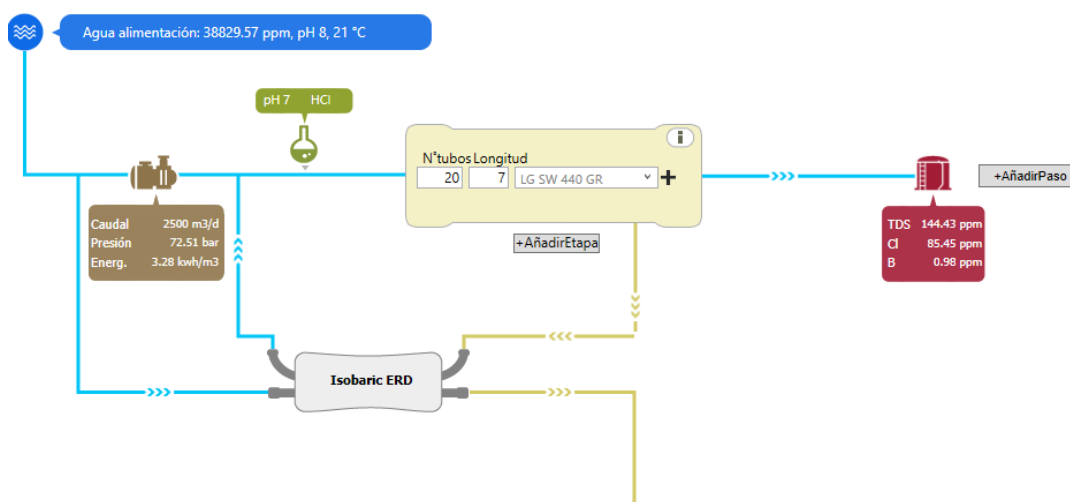


Figura 3.8: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Configuración definitiva con ERD del fabricante Energy Recovery. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

Una vez tenemos esos nuevos valores, se vuelven a introducir en el Excel del fabricante, pero se observa que los valores obtenidos (fig. 3.9) tras

actualizar los anteriores son idénticos a los de las figuras 3.4 y 3.5 que son los que se introducen en el software Q+ Projection.

PX Technology Performance	
PX unitary flow	52,1 m3/hr
Salinity Increase at membranes	2,8%
Volumetric mixing VM	5,4%
Lubrication flow (LF) per PX array	1,2 m3/hr
LF as % of concentrate flow	1,2%
HP DP	1,0 bar
LP DP	0,7 bar
RO Specific Energy **	3,06 kWh/m3
Brine Recovery Efficiency	97,44%
Overall PX Efficiency	96,56%

** Does not Include Feedwater Supply Pump Energy consumption

	Pump Eff	Motor Eff	VFD Eff	Power (KW)	PX Power Savings (KW)	CO2 Savings (tons/year)
High Pressure pump	74,0%	92,7%	100,0%	300,7	276	1.424
Circulation Pump	77,2%	92,5%	100,0%	17,9		

Figura 3.9: Resultados definitivos en el dimensionamiento del ERD. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL

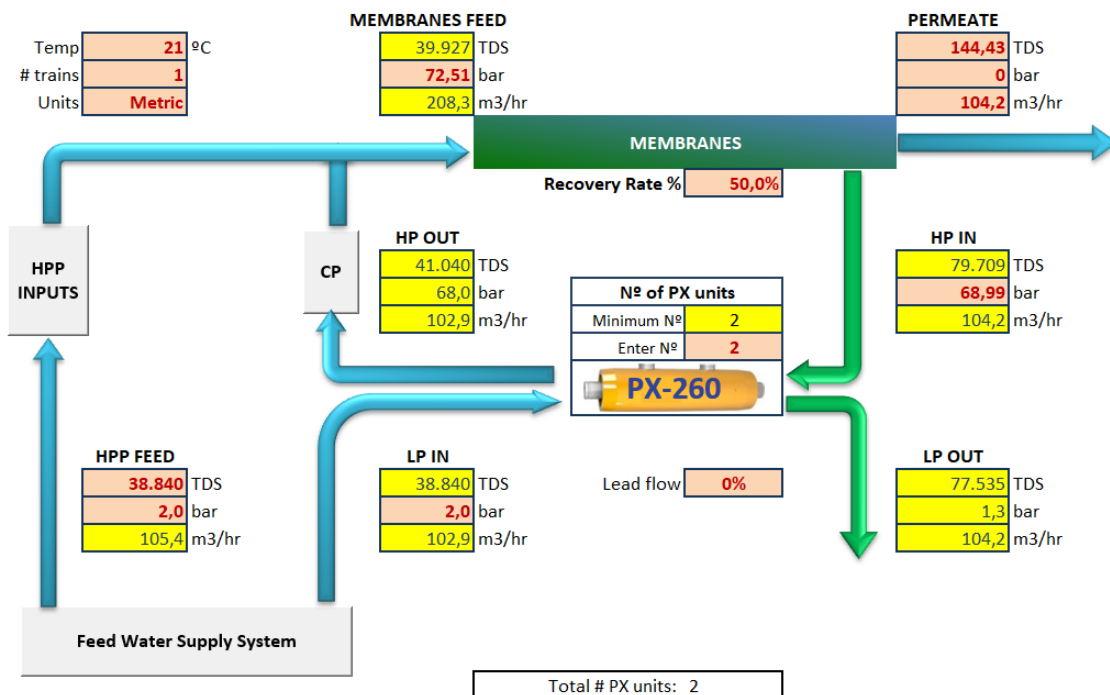


Figura 3.10: Interfaz del Excel del fabricante Energy Recovery con todos los valores definitivos. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL

3.3. Fabricante Danfoss

Se procederá a realizar el dimensionamiento del ERD a través de un Excel que nos proporciona el fabricante Danfoss llamado Danfoss Save Selection Tool, para ello, seguimos el mismo procedimiento realizado en el dimensionamiento con el fabricante Energy Recovery. En esta ocasión, y como se verá a continuación, se seleccionaron ciertos parámetros relacionados con las diferentes bombas para evitar las iteraciones entre el software Projection y el Excel de este fabricante.

3.3.1. Parámetros introducidos Danfoss iSave Selection Tool

Añadimos primero los parámetros de diseño que hemos tomado tanto gracias al software Q+ Projection, como los objetivos a obtener en nuestro análisis:

1. Caudal permeado: 2500 m³/día.
2. Conversión: 50%.
3. Presión de alimentación: 72,51 bar.
4. Presión del agua de captación: Se fija en 2 bar para evitar que se produzca cavitación en la bomba de alta presión, como en el análisis del fabricante anterior.
5. Salinidad (parámetro TDS) del agua de captación: 38837,66 ppm.
6. Salinidad (parámetro TDS) del agua permeada: 144,43 ppm.
7. Diferencia de presiones entre la alimentación y el concentrado:
 $72,51 - 70,89 = 1,62$ bar.

Ahora se añadirán los parámetros que nos ha calculado el Excel ERI™ PX™ POWER MODEL del fabricante Energy Recovery como son:

1. Presión de descarga tras ERD del concentrado: 1,3 bar.
2. Rendimiento bomba de alta presión: 74%.
3. Rendimiento del motor de la bomba de alta presión: 92%.
4. Rendimiento bomba de recirculación: 77,2%.
5. Rendimiento del motor de la bomba de recirculación: 92,5%.
6. Rendimiento del control del variador de frecuencia de la bomba de recirculación: 100%.

3.3.2. Modelos disponibles catálogo Danfoss

El fabricante Danfoss dispone de varios dispositivos de recuperación de energía (ERD) 3 en 1 optimizado para aplicaciones de ósmosis inversa de agua de mar. Los modelos iSave dispondrá de un intercambiador de presión, una bomba booster y un motor integrado en una unidad compacta que ofrece una elevada eficiencia y un corto período de amortización de la inversión.

Los modelos más relevantes se tratarán del catálogo que ofrece el fabricante son los modelos iSave50 e iSave70.

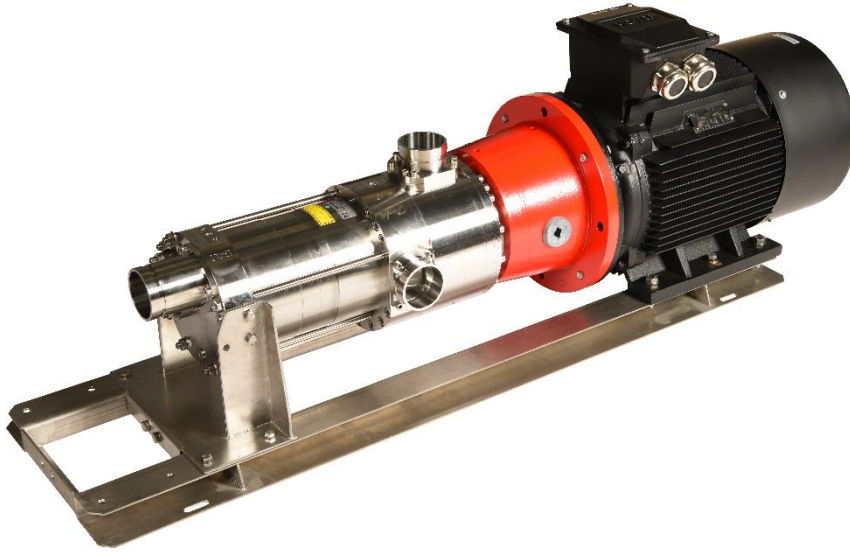


Figura 3.11: Unidad compacta de ERD del fabricante Danfoss, modelo iSave 50. Fuente: store.danfoss.com

3.3.3. Resultados obtenidos Danfoss iSave Selection Tool

Se prueban los diferentes modelos seleccionándolos en el Excel, y se obtiene la menor energía específica consumida con el modelo iSave50. Como se muestra en la figura 3.11 la potencia específica será de 3,04 kWh/m³ utilizando dos de estos dispositivos.

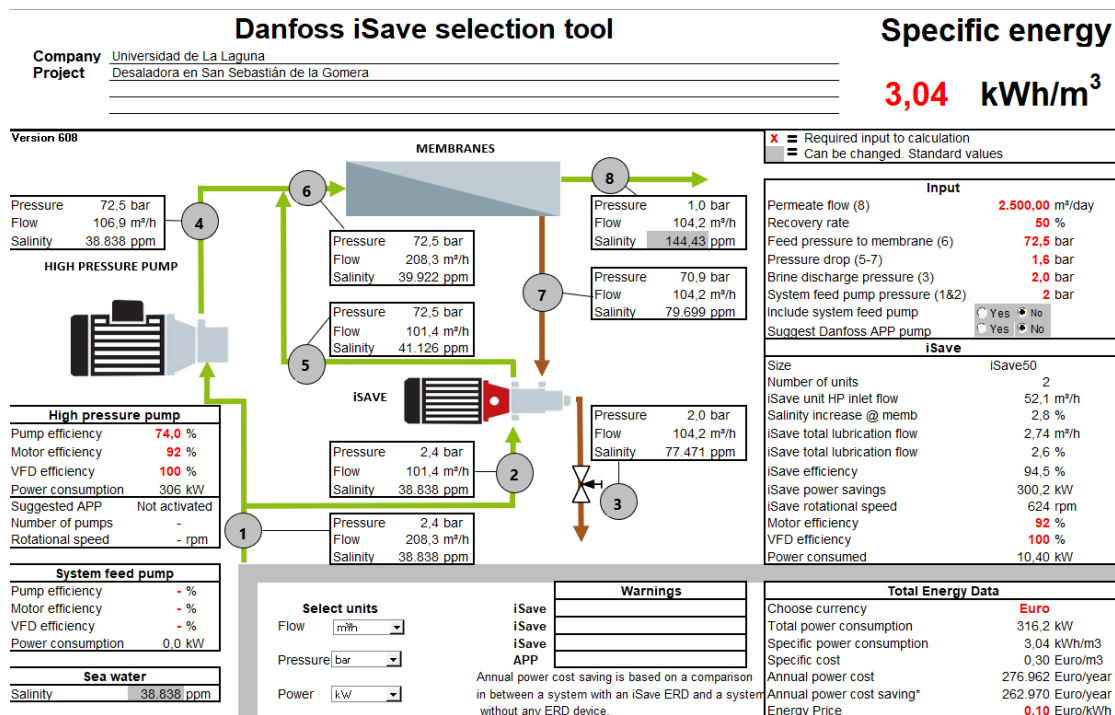


Figura 3.12: Interfaz del Excel del fabricante Danfoss con todos los valores introducidos. Fuente: Danfoss iSave Selection Tool

3.3.4. Comparación entre los resultados obtenidos entre los fabricantes Energy Recovery y Danfoss

Como se observa tanto en la figura 3.9 del fabricante Energy Recovery, como la figura 3.11 del fabricante Danfoss, por una parte, el Excel ERI™ PX™ POWER MODEL muestra un consumo específico de 3,06 kWh/m³, aunque muestra el mensaje de que no incluye el consumo de energía de la bomba de suministro de agua de alimentación. Por ello una vez introducido de nuevo en el programa Q+ Projection obtenemos que el consumo total es 3,28 kWh/m³.

Por otra parte, el fabricante nos propone un sistema en el cual la potencia específica total 3,06 kWh/m³, incluyendo el consumo de la bomba de recirculación que viene incluida dentro del recuperador de energía iSave50.

Todavía no se puede elegir una de las dos opciones debido a que existe la posibilidad de que eligiendo una bomba de recirculación de un fabricante de bombas en complemento con el recuperador de energía de la marca Energy Recovery posea una eficiencia superior a la que se muestra en la figura 3.2 debido a que el programa de ERI™ PX™ POWER MODEL ha calculado automáticamente un consumo específico teniendo en cuenta un porcentaje de eficiencia muy bajo para la bomba de recirculación. Por tanto, se escogerá una vez se tenga la bomba seleccionada para el recuperador de Energy Recovery.

4. PRETRATAMIENTO

El objetivo principal del pretratamiento es aumentar la vida útil de las membranas y reducir los costes del mantenimiento adecuando las características fisicoquímicas y biológicas del agua captada a las necesidades del proceso de desalación para evitar un prematuro deterioro de los equipos. Los diferentes pretratamientos se expusieron detalladamente en el Anexo I.

Mediante el software informático LG Chem's NanoH2O™ no calcula las cantidades de producto químico para poder adecuar el agua antes del proceso de desalación, pero sí se puede indicar que existe un pretratamiento para que se tenga en cuenta a la hora de analizar le agua que entra al núcleo de membranas.

Por ello será conveniente para nuestro diseño la inclusión de dos tipos de pretratamiento:

4.1. Pretratamiento físico

El pretratamiento físico consiste fundamentalmente en la reducción de las partículas sólidas que existen en el agua de captación. Aunque, como se explicará en el Anexo IV, el agua obtenida del pozo de captación, aun siendo de mejor calidad que obtenerla mediante toma abierta, será necesario un pretratamiento para la reducción del ensuciamiento en las membranas.

Este pretratamiento físico consiste en procesos de filtración con el objetivo de que se garantice que el agua de alimentación de las membranas posea un SDI₁₅ menor a 3. La filtración por cartuchos posee un poro nominal de entre 1 y 5 µm nominales, y la filtración mediante filtros de arena desilex que retendrá las partículas más grandes de hasta 0,1mm.

Fase	Tipo de filtro	Pérdida de carga estimada
1	Filtros de arena	1 bar
2	Filtros de cartuchos	1 bar

Tabla 4.1: Estimación de pérdidas de carga del pretratamiento. Elaboración propia.

Mediante esta combinación de filtros, se obtendrá un agua de alimentación del núcleo de membranas con un tamaño de partículas igual o menor a 5 µm, y se estimará una pérdida total en este proceso de 2 bar.

Este pretratamiento físico muy probablemente no haga falta debido a la distancia donde se va a ubicar el captador de agua submarina respecto al mar ya que habrá una 'filtración natural' a través del terreno y se obtendrá un agua de mejor calidad, se tendrá en cuenta a la hora de dimensionar la bomba, véase apartado 3.2.3 del Anexo V.

4.2. Pretratamiento químico

Los otros objetivos fundamentales del pretratamiento son evitar la precipitación de sólidos o sales minerales, reducir el contenido de materia orgánica del agua, y reducir o eliminar la actividad biológica del agua de alimentación.

El software no indica si es necesario actuar ante esos objetivos, pero es será de vital importancia para la salud de las membranas. Será necesario actuar ante estos diferentes factores mediante distintos procesos:

4.2.1. Cloración

Cumple el objetivo de reducir o eliminar la actividad biológica del agua de alimentación mediante la dosificación de cloro. El producto utilizado para

este proceso será el hipoclorito sódico, que se administra mediante una bomba eléctrica dosificadora y se almacenará en un depósito de polietileno.

4.2.2. Regulación de pH

En nuestro caso, será necesario la adecuación del pH debido a los altos niveles de acidez que posee el agua marina. Mediante el software LG Chem's NanoH2O™ se dispone de una opción para incluir la dosificación mediante ácido clorhídrico (HCl), hidróxido de sodio (NaOH) o ácido sulfúrico (H₂SO₄), se ha escogido realizar una reducción desde 8 a 7 siendo lo más neutro posible mediante ácido sulfúrico para asegurar que no haya ningún inconveniente a la hora de introducir esta agua dentro del núcleo de membranas.

4.2.3. Dosificación y acidificación de inhibidores de la incrustación

Será necesario controlar la precipitación de sales como lo son el sulfato de bario (BaSO₄) y fluoruro de calcio (CaF₂), estas dosis de antiincrustantes serán necesario ser consultadas al fabricante, que recomendará el tipo de productos a utilizar y las dosis adecuadas.

5. POSTRATAMIENTO

Tras la realización del proceso de desalación, se obtiene un agua producto que presentan, generalmente, una alcalinidad y dureza baja, por tanto, no cumple con los requisitos mínimos expuestos en la tabla 6.4 del Anexo II extraído del [1]. Por tanto, se debe realizar un postratamiento que establezca los diferentes compuestos dentro de los valores recomendados y evitar la corrosión en las tuberías de distribución.

Observando la tabla 5.1 se observa que el parámetro más determinante será el pH, el cual debe encontrarse entre el 6,5 y 9,5. Los objetivos principales del postratamiento son, reducir o eliminar la presencia de microorganismos, adecuar las concentraciones de minerales y, por último, presentar un sabor, color y olor adecuados para el consumo.

El programa informático LG Chem's NanoH2O™ no dispone de ninguna función para poder realizar un correcto proceso de postratamiento, pero, en consecuencia, lo que se hará es detallar correctamente los procesos que serán necesarios para adecuar el agua al consumo humano.

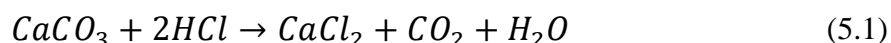
Análisis agua - Paso 1

Iones	Agua Bruta	Aliment. Ajustada	Rechazo Etapa1	Perm. Etapa1
Amonio	0.00	0.00	0.00	0.00
Sodio	11,851.34	12,199.00	24,331.38	51.78
Potasio	450.29	463.50	924.13	2.31
Magnesio	1,467.69	1,510.74	3,018.22	1.43
Calcio	430.32	442.95	884.94	0.42
Estroncio	9.98	10.28	20.53	0.01
Bario	0.02	0.02	0.04	0.00
Fluor	0.86	0.89	1.77	0.00
Cloruro	21,313.56	21,945.88	43,779.60	85.45
Sulfato	3,152.96	3,244.68	6,484.14	1.26
Nitrato	0.70	0.72	1.42	0.02
Carbonato	3.29	0.32	0.63	0.00
Bicarbonato	141.72	146.19	291.44	0.76
Boro	5.23	5.38	9.78	0.98
Bromo	0.50	0.52	1.03	0.00
Sílice	1.10	1.13	2.26	0.00
TDS	38,829.57	39,972.20	79,751.30	144.43
pH	8.00	7.00	7.00	4.91

Figura 5.1: Análisis del agua en las diferentes etapas del proceso de desalación. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

5.1. Eliminación de CO₂ o descarbonatación

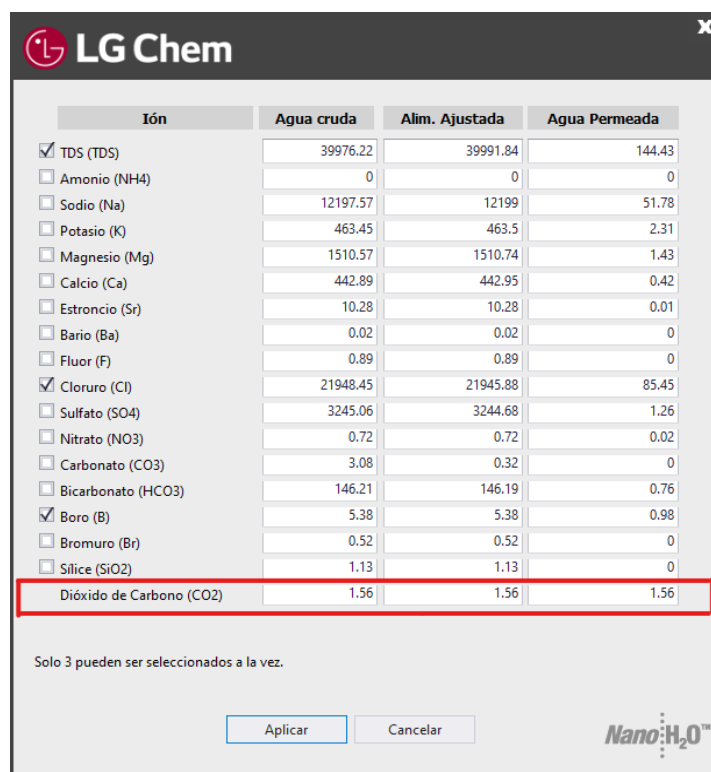
Debido a la utilización en el pretratamiento de ácido clorhídrico, una disolución acuosa del del gas cloruro de hidrógeno, actuando como ácido fuerte, barato y volátil. Su principal uso fue eliminar los residuos de caliza, cuando se utiliza con este objetivo, el carbonato de calcio se transforma en cloruro de calcio con mayor solubilidad y se libera dióxido de carbono (CO₂) y agua:



Según nuestro análisis, la cantidad de dióxido de carbono se trata de 1,56 mg/L (fig. 5.2), habrá que observar si es posible la reducción del CO₂ hasta alcanzar valores de pH en equilibrio. Aunque, el valor es suficientemente bajo, por lo que por sí solo este sistema muy probablemente no sea capaz reducirlo hasta el pH objetivo.

5.2. Acondicionamiento químico

Teniendo en cuenta lo establecido en la normativa vigente sobre aguas de consumo humano, será necesario una remineralización, se puede plantear de dos maneras diferentes:



Ión	Agua cruda	Alim. Ajustada	Agua Permeada
<input checked="" type="checkbox"/> TDS (TDS)	39976.22	39991.84	144.43
<input type="checkbox"/> Amonio (NH4)	0	0	0
<input type="checkbox"/> Sodio (Na)	12197.57	12199	51.78
<input type="checkbox"/> Potasio (K)	463.45	463.5	2.31
<input type="checkbox"/> Magnesio (Mg)	1510.57	1510.74	1.43
<input type="checkbox"/> Calcio (Ca)	442.89	442.95	0.42
<input type="checkbox"/> Estroncio (Sr)	10.28	10.28	0.01
<input type="checkbox"/> Bario (Ba)	0.02	0.02	0
<input type="checkbox"/> Fluor (F)	0.89	0.89	0
<input checked="" type="checkbox"/> Cloruro (Cl)	21948.45	21945.88	85.45
<input type="checkbox"/> Sulfato (SO4)	3245.06	3244.68	1.26
<input type="checkbox"/> Nitrato (NO3)	0.72	0.72	0.02
<input type="checkbox"/> Carbonato (CO3)	3.08	0.32	0
<input type="checkbox"/> Bicarbonato (HCO3)	146.21	146.19	0.76
<input checked="" type="checkbox"/> Boro (B)	5.38	5.38	0.98
<input type="checkbox"/> Bromuro (Br)	0.52	0.52	0
<input type="checkbox"/> Sílice (SiO2)	1.13	1.13	0
<input type="checkbox"/> Dióxido de Carbono (CO2)	1.56	1.56	1.56

Solo 3 pueden ser seleccionados a la vez.

Aplicar Cancelar

Nano:H₂O™

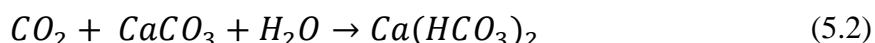
Figura 5.2: Composición química agua en diferentes etapas. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

5.2.1. Remineralización mediante mezcla del agua producto con otra que haya sido pretratada al menos

En nuestro análisis, esta solución será inviable debido a que la adición del agua de alimentación producirá un aumento de la concentración de boro; al estar esta concentración cerca del límite, se terminará sobrepasando el mismo. Queda descartada esta opción.

5.2.2. Remineralización química del propio agua producto

Se escogerá una instalación con dosificadores de CO₂ y lechos de carbonato cálcico (calcita), un tipo de montaje en incremento en España. Utiliza lechos que pueden ser de flujo descendiente, a modo de filtros abiertos convencionales como lo son los de arena o de carbón activo, o de flujo ascendente y altura constante, que minimizan el problema de la carga periódica que debe realizarse en los lechos abiertos. La reacción será:



La gran ventaja de la utilización de la calcita es que se obtienen una gran cantidad de bicarbonatos (en comparación con el hidróxido de calcio (Ca(OH)₂) con la misma cantidad de CO₂ además que con el paso por los lechos de calcita, hace que alcance el equilibrio (pH de saturación)

automáticamente disolviendo la cantidad de calca exacta, sin necesidad de equipos de control y dosificación.

5.3. Acondicionamiento físico

Se utilizará el efecto de la radiación ultravioleta, debido a que cuando un microorganismo se expone ante esta radiación los núcleos de las células son incapaces de dividirse y, por tanto, la reproducción es prevenida. Será necesario un estudio de los microorganismos existentes en el agua para calcular la dosis, debido a que será diferente dependiendo de la especie como se refleja en las tablas 5.1 y 5.2.

Especie	Dosis (mJ/cm ²)
Bacillus subtilis (spore)	12.0
Clostridium tetani	4.9
Legionella Pneumophilla	2.04
Pseudomonas aeruginosa	5.5
Streptococcus feacalis	4.5
Hepatitis A virus	11.0
Hepatitis Poliovirus	12.0
Saccharomyces cervisiae	6.0
Infectious pancreatic necrosis	60.0

Tabla 5.1: Dosis comúnmente requerida según el microorganismo. Fuente: lenntech.es

Dosis (mJ/cm ²)	Reducción del número de microorganismos
5.4	90.0%
10.8	99.0%
16.2	99.9%
21.6	99.99%
27.0	99999%

Tabla 5.2: Dosis comúnmente necesaria para la eliminación de la bacteria E.Coli Fuente: lenntech.es



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO IV:

**DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE
CAPTACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y
RECHAZO DE SALMUERA**

TRABAJO FINAL DE GRADO:

**DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice de contenidos:

1. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN.....	1
1.1. Introducción	1
1.2. Elección tipo de toma de captación.....	1
1.3. Dimensionamiento de los pozos de captación	2
2. SISTEMA DE RECHAZO DE SAMUERA	5
2.1. Introducción teórica	5
2.2. Emisario submarino.....	5
3. DIMENSIONADO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	7
3.1. Localización del depósito de regulación.....	7
4. TUBERÍAS DE CAPTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN	10
4.1. Materiales de fabricación	10
4.2. Diámetro de las tuberías por etapas	11
4.3. Longitud mínima de las tuberías	12
4.3.1. Longitud tuberías de captación	12
4.3.2. Longitud tubería de alimentación	13
4.3.3. Longitud tubería de distribución	13
4.3.4. Longitud tubería de rechazo.....	13

Índice de figuras:

Figura 1.1: Disposición pozos de captación. Fuente: Elaboración propia	2
Figura 1.2: Recorrido desde los pozos de captación hasta la desaladora. Fuente: earth.google.com	3
Figura 1.3: Cota del terreno seleccionado con respecto el nivel del mar. Fuente: grafcan.es	3
Figura 1.4: Nivel de marea desde el 31/12/2020 hasta 13/03/2021. Fuente: Puertos del Estado	4
Figura 1.5: Esquema parámetros importantes del pozo. Elaboración propia.	4
Figura 2.1: Longitud hasta emisario submarino más cercano a la desaladora. Fuente: grafcan.es	6
Figura 2.2: Información acerca la batimetría del emisario submarino seleccionado. Fuente: grafcan.es	6
Figura 3.1: Imagen del depósito de La Hoya 2. Fuente: camaradeaguas.com	8
Figura 3.2: Imagen del depósito de La Gallarda. Fuente: Google.es	8
Figura 3.3: Perfil del terreno entre el depósito de La Hoya 2 y el depósito de la Gallarda. Fuente: grafcan.es	9

Figura 3.4: Disposición en plano de los diferentes tramos de captación y distribución. Fuente: earth.google.com	9
Figura 3.5: Distancia total del tramo de distribución estimada. Fuente: earth.google.com	10
Figura 4.1: Catálogo del fabricante Flowtite. Fuente: Flowtite Product Guide	11
Figura 4.2: Perfil del terreno del sistema de distribución. Fuente: grafcan.es	13

Índice de tablas:

Tabla 1.1: Resumen parámetros importantes bomba de captación. Elaboración propia	5
Tabla 4.1: Diámetro mínimos comerciales seleccionado según el tramo. Fuente: Elaboración propia.	12
Tabla 4.2: Principales velocidades de los diferentes tramos. Fuente: Elaboración propia.	12
Tabla 4.3: Tabla resumen del punto 4 del presente anexo. Fuente: Elaboración propia.	14

1. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN

1.1. Introducción

En el punto 3.1. del Anexo I – Conceptos teóricos, se ha llevado a cabo la explicación de las dos formas de realizar la captación del agua:

- Captación cerrada (pozos playeros, pozos profundos, drenes horizontales, cántaras...). Se recomienda este tipo de captación para EDAM de pequeño o mediano tamaño con lo cual se adecua a la estación desaladora del proyecto en San Sebastián de La Gomera.
- Captación abierta (torres sumergidas, captación superficial, escollera...). Recomendada para EDAM de gran tamaño, en desaladoras como las de nuestro proyecto solo se recomienda en caso de que no sea posible la toma cerrada mediante pozos.

Se hará un estudio del tipo de toma de captación, el dimensionado de los pozos con el objetivo de:

1. Garantizar el suministro necesario para el proceso de desalación dimensionado.
2. Disminuir el impacto ambiental del pozo de captación.
3. Disponer de los requisitos mínimos de la calidad del agua con intención de aumentar la vida útil de los equipos del sistema de desalación e impulsión, y, en consecuencia, disminuir los costes económicos relacionados con el mantenimiento de la planta.

1.2. Elección tipo de toma de captación

Debido al reducido caudal de alimentación que necesita la planta que se situará en San Sebastián de La Gomera en comparación con la que necesitan las grandes EDAM, por ello, la toma cerrada mediante pozos será la solución más recomendable para la situación del proyecto y se asumirá que es viable la misma debido al propio objeto del proyecto.

Esta elección supone una serie de ventajas e inconvenientes que están reflejados en el punto 3.1.1. del Anexo I – Conceptos teóricos destacando como ventajas:

- Rebaja de partículas sólidas en suspensión.
- Temperatura estable.
- Menor actividad biológica y orgánica.

Frentes a desventajas como son:

- Mayores concentraciones de hierro, manganeso, sílice y aluminio.
- Contaminación por nitratos y plaguicidas.
- Composición química sujeta a variaciones temporales.

1.3. Dimensionamiento de los pozos de captación

Tras realizar el dimensionado del núcleo de membranas, el caudal mínimo que deben suministrar los pozos es de 5000 metros cúbicos de agua al día. Las diferentes EDAM existentes en la actualidad emplean entre 2-3 pozos al día, en nuestro caso utilizaremos tres pozos, cada uno de ellos extraerá un caudal de 2500 m³/día y debido a que es necesario garantizar el suministro continuo de agua de alimentación para garantizar el suministro a población, por ello se añadirá un pozo adicional de seguridad por si ocurre algún inconveniente que asumirá también los 2500 m³/día para que en el caso que ocurra alguna avería y poder realizar el mantenimiento correctamente.

Una vez establecido el número de pozos a disponer, es necesario seleccionar su distribución y ubicación. Se recomienda una distancia entre unos 30-35 metros para evitar el tránsito de flujo entre un pozo al otro. En este caso, se ubicarán con 30 metros de separación y siguiendo una distribución lineal.

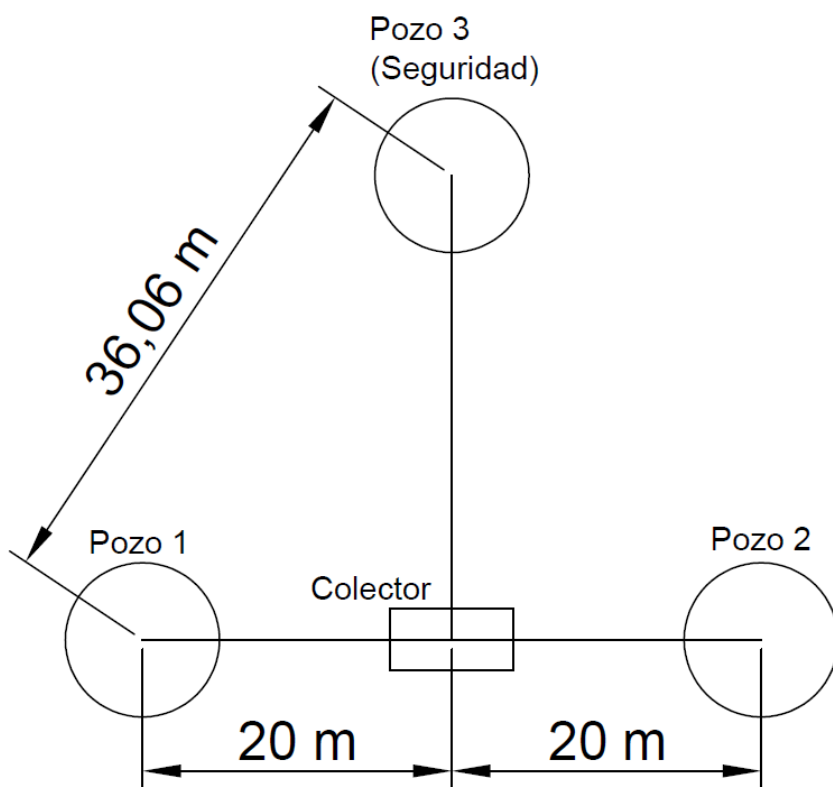


Figura 1.1: Disposición pozos de captación. Fuente: Elaboración propia

Considerando la elección de la ubicación de estos pozos, la distribución de este hasta la ubicación de la desaladora seleccionada se representa en la figura 1.2.



Figura 1.2: Recorrido desde los pozos de captación hasta la desaladora. Fuente: earth.google.com

La cota con respecto al nivel del mar (altitud) a la que se encuentran los pozos es de un máximo de 6,4 metros (fig. 1.3). Analizando la cota, se trata de una cota adecuada para poder disponer las diferentes bombas para extraer el agua; y en cuanto a la ubicación, no se puede disponer más cerca de la costa debido al deslinde de dominio público terrestre y la indisponibilidad de otras parcelas.



Figura 1.3: Cota del terreno seleccionado con respecto al nivel del mar. Fuente: grafcan.es

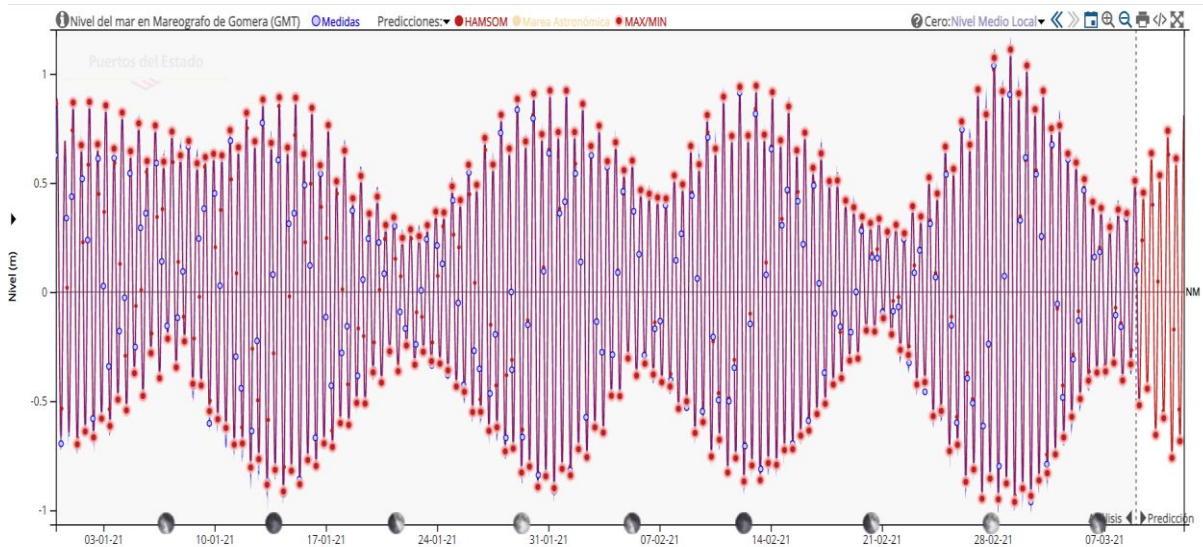


Figura 1.4: Nivel de marea desde el 31/12/2020 hasta 13/03/2021. Fuente: Puertos del Estado

A través de la web de Puertos del Estado obtenemos la figura 1.5 y se determina que la bajamar máxima en San Sebastián de La Gomera será -0,962 metros.

Conociendo esto, será necesario establecer un margen de seguridad en la profundidad máxima que debe tener la bomba para evitar la cavitación que pueda ser producida por la bajamar máxima, unas pérdidas por el cono de succión y la filtración del terreno. Por tanto, se decide ubicar la bomba a una profundidad de 20 metros respecto el nivel del mar con el objetivo de asegurar que esté sumergida. Dispondremos de un esquema explicativo junto a una tabla resumen para que no haya lugar a dudas.

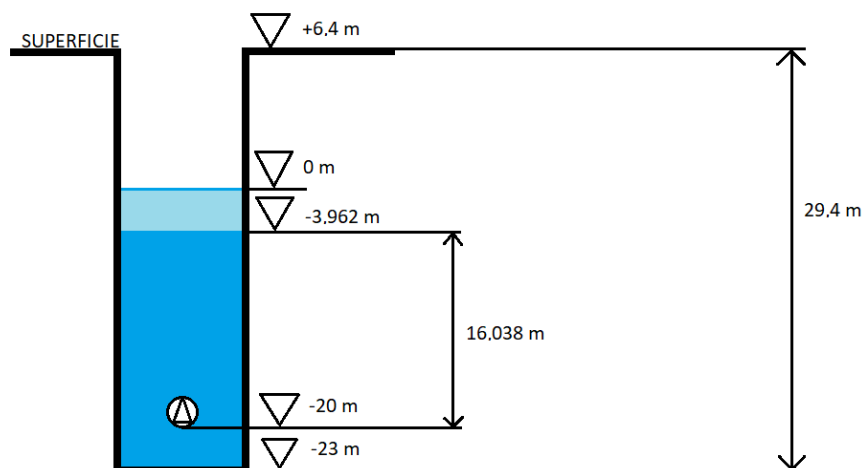


Figura 1.5: Esquema parámetros importantes del pozo. Elaboración propia.

Altura de la superficie sobre el nivel del mar	6,4 m
Bajamar máxima	0,962 m
Pérdidas de altura por filtración del terreno	2 m
Pérdidas de altura por el cono de succión	1 m
Margen de seguridad para evitar la cavitación	16,038 m
Profundidad colocación de la bomba	26,4 m
Profundidad total del pozo	29,4 m

Tabla 1.1: Resumen parámetros importantes bomba de captación. Elaboración propia

2. SISTEMA DE RECHAZO DE SAMUERA

2.1. Introducción teórica

Es necesario estudiar el sistema de rechazo de salmuera, todos los conceptos teóricos están expuestos en el Anexo I, más concretamente en el punto 3.5. La gestión de la salmuera es de vital importancia debido a la gran cantidad de sales que posee que pueden causar estragos en el ecosistema donde se administre. Mencionar las opciones que disponemos para poder realizar el vertido:

- Descarga mediante emisario submarino.
- Descarga tras disolución previa.

Se optará por el vertido y dispersión de la salmuera mediante un emisario submarino, debido al ahorro de costes que supone con respecto a la descarga tras la disolución previa que precisa de un bombeo hacia el depósito de disolución.

El estudio del impacto ambiental está disponible en EL Anexo VIII.

2.2. Emisario submarino

El emisario submarino se trata de una tubería que dispone de unos difusores longitudinalmente que descargan progresivamente la salmuera consiguiendo el menor impacto posible.

Para determinar la longitud y la profundidad de este, será necesario conocer la orografía del fondo marino y las profundidades de la zona, se hará uso del Grafcan, que en colaboración con el Instituto Canario de Oceanografía disponen de un visor para obtener la profundidad.

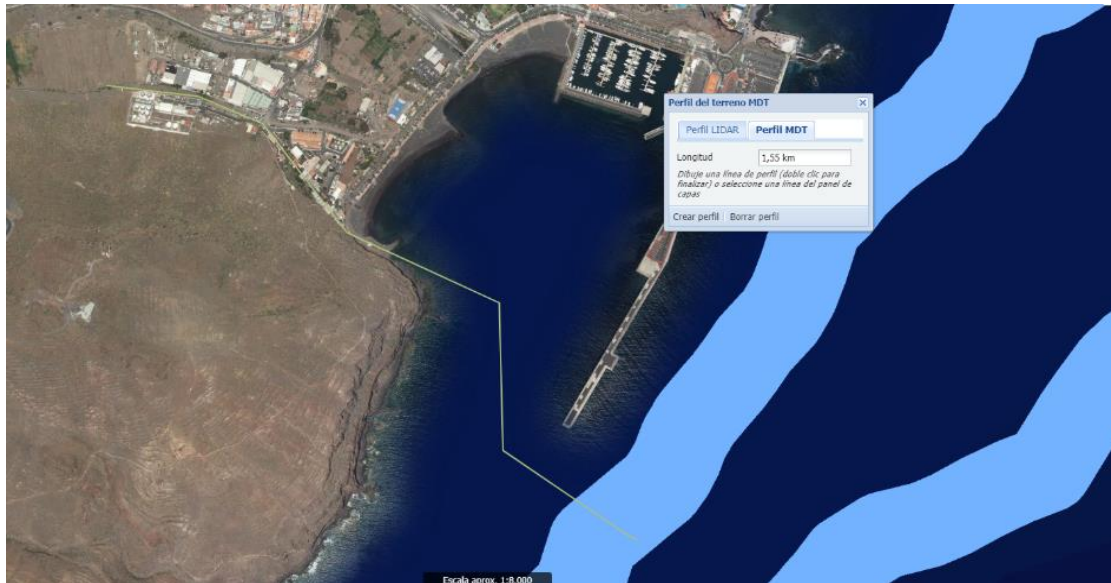


Figura 2.1: Longitud hasta emisario submarino más cercano a la desaladora. Fuente: grafcan.es

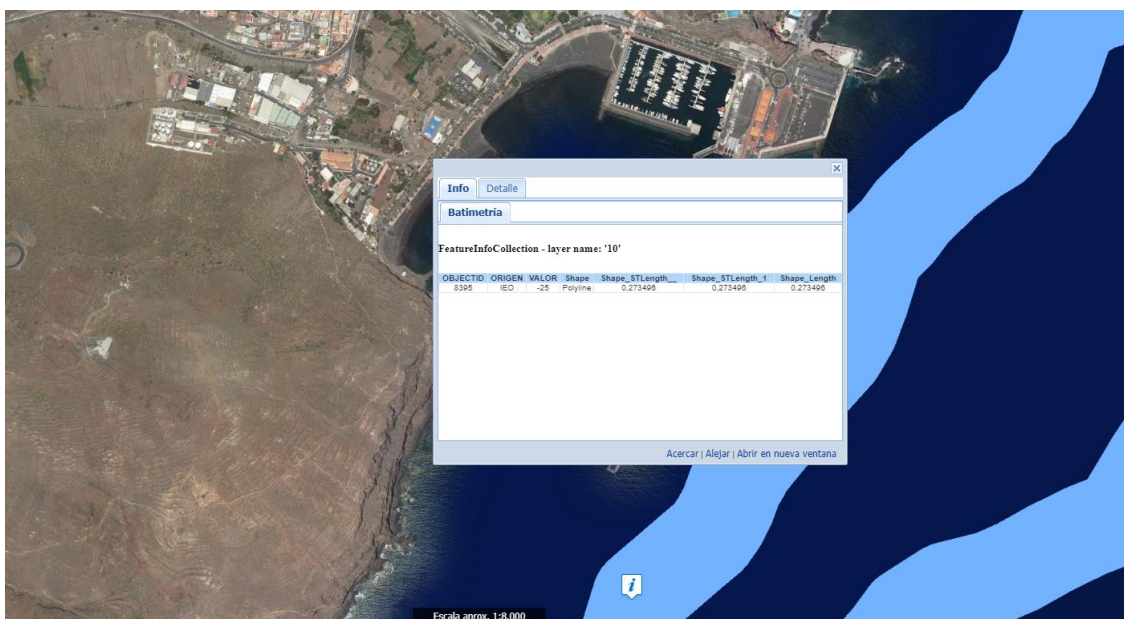


Figura 2.2: Información acerca la batimetría del emisario submarino seleccionado. Fuente: grafcan.es

Una vez seleccionada la isóbara más cercana, encontramos un problema y se trata del Puerto de San Sebastián de La Gomera que impide que se llegue más fácilmente a la isóbara que está a las afueras del puerto.

Por tanto, encontramos que se encuentra a una distancia de 1,55 km con respecto la estación desaladora y una profundidad de 25 m (fig. 2.2) con

respecto el nivel del mar, lo necesario según la bibliografía consultada por tanto no es necesario aumentar la longitud de la tubería.

3. DIMENSIONADO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

3.1. Localización del depósito de regulación

El objetivo será impulsar el agua permeada producto del proceso de desalación al depósito de regulación ubicado en la cota más alta de la población que se irá a abastecer. Una vez el agua se encuentre en el depósito de regulación, se distribuirá a la población mediante gravedad.

El apartado consistirá en ubicar la posición del depósito de regulación de este proyecto para realizar esta labor de distribución mediante gravedad, posteriormente se realizará el estudio de las diferencias de cota y las longitudes de estas tuberías.

Introduciéndonos en el documento [2], [3], realizado por el Consejo Insular de Aguas de La Gomera, encontramos en el Apéndice 2, un documento que expone los depósitos de abastecimiento para consumo humano.

Ubicamos cuáles de esos depósitos son los principales que abastecen el municipio de San Sebastián de La Gomera:

- Depósito La Hoya 2 (fig. 3.1):
 - Volumen: 7000 m³.
 - Cota: 205 metros.
 - Dimensiones: Rectangular (65x28x4) metros.
 - N.º de Vasos: 2.
 - Entrada: Superior independiente a cada vaso sin regulación.
 - Salida: Inferior independiente a cada vaso de regulación.
 - Hacia: Camino Puntallana, Camino San Cristóbal, El Faro y Avenida José Aguar.
 - Desagüe de fondo: Disponible.
 - Cloración: Clorador automático con red eléctrica.
 - Conservación: Buena.
- Depósito La Gallarda (fig. 3.2):
 - Volumen: 2000 m³.
 - Cota: 150 metros.
 - Dimensiones: Rectangular (30x18x4) metros.
 - N.º de Vasos: 2.
 - Entrada: Superior independiente a cada vaso sin regulación.
 - Salida: Inferior sin regulación.
 - Hacia: La Ladera, Orilla del Llano, Depósito de Las Galanas, Casco urbano y El Calvario.
 - Desagüe de fondo: Disponible.
 - Cloración: Clorador automático con red eléctrica.
 - Conservación: Buena.



Figura 3.1: Imagen del depósito de La Hoya 2. Fuente: camaradeaguas.com



Figura 3.2: Imagen del depósito de La Gallarda. Fuente: Google.es

La selección de estos dos pozos es debido a que son los principales depósitos del municipio de San Sebastián de la Gomera y poseen las capacidades suficientes para recibir el agua de suministro de la desaladora. El objetivo será impulsar el agua hasta el depósito de la Hoya 2, la mayor capacidad de todos los existentes en el municipio, y desde ahí transportar por gravedad (fig. 3.3) el agua al depósito situado en el barrio de La Gallarda, que cubre la mayor parte del territorio restante en San Sebastián de La Gomera.

Por tanto, el agua procedente de la desaladora tiene que ser impulsada hasta una cota de 205 metros y una longitud total de aproximadamente 2090 metros (fig. 3.5), aunque esta distancia se verá reducida debido a la exclusión de la primera elevación que se produce en la montaña más próxima a la EDAM.

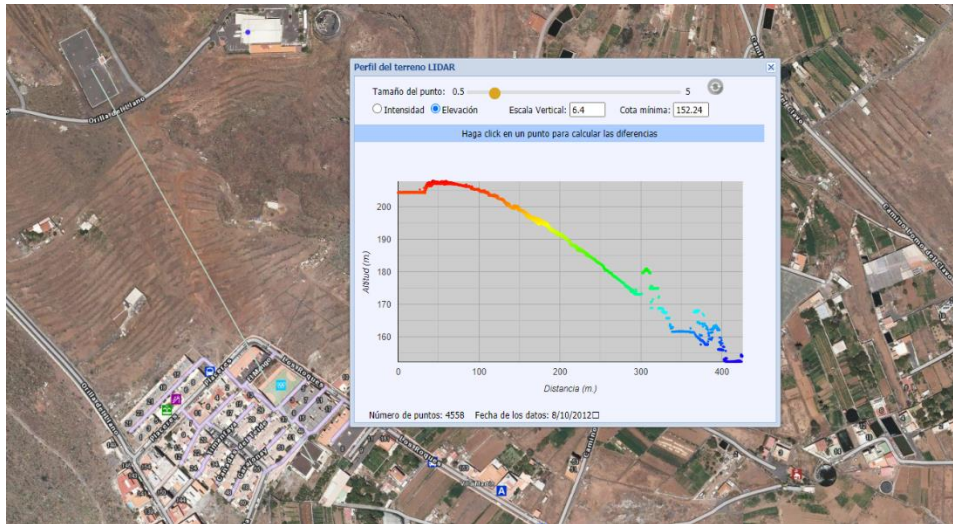


Figura 3.3: Perfil del terreno entre el depósito de La Hoya 2 y el depósito de la Gallarda.
Fuente: grafcan.es



Figura 3.4: Disposición en plano de los diferentes tramos de captación y distribución.
Fuente: earth.google.com

Hay que tener en cuenta que, a la hora de obtener la longitud, no se ha considerado el tramo de la primera montaña que nos encontramos cuando obtenemos el perfil, debido a que mediante obra civil se puede realizar una conducción que transcurre por debajo de la montaña haciendo posible una distribución más eficiente y flexible del recurso hídrico.



Figura 3.5: Distancia total del tramo de distribución estimada. Fuente: earth.google.com

4. TUBERÍAS DE CAPTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Será necesario el dimensionamiento de las tuberías, exponiendo los parámetros que son necesarios para este fin, estos serán:

- Materiales de fabricación.
- Fabricantes y diámetros comerciales.
- Longitudes mínimas necesarias.

Tras obtener estos, se estimará las pérdidas de carga y conocer las alturas que deben de vencer las bombas.

4.1. Materiales de fabricación

Existen diferentes materiales utilizados para las tuberías destinadas para nuestro tipo de aplicación como el poliéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV) y el polietileno de alta densidad (PEAD). Se utilizará el PRFV debido a que cumple con diferentes requisitos mecánicos y necesidades del dimensionamiento:

- No se produce la corrosión del material sin la necesidad de utilizar revestimientos u otros medios de protección contra este. Debido a la alta salinidad del agua captada cumple este requisito.
- Material ligero y bajo nivel de rugosidad lo que supone un abaratamiento en diferentes costes como son los de bombeo y los de la instalación en obra del material.
- Los materiales de los que se compone un tubo de PRFV son poliéster insaturado, fibras de vidrio y cargas inertes, lo que supone que cada uno de ellos se utilizan para una función específica resultando en un material con alta resistencia mecánica.

Se ha elegido al principal fabricante de tuberías de PRFV del mundo, Flowtite, cuyo catálogo comprende los siguientes diámetros:

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.

Figura 4.1: Catálogo del fabricante Flowtite. Fuente: Flowtite Product Guide

4.2. Diámetro de las tuberías por etapas

Se realizará la estimación del diámetro comercial a través del cálculo del diámetro mínimo teórico. Dicho diámetro teórico se obtendrá mediante el criterio de Bonnet (ec. 4.1) que determina un diámetro a partir de un determinado caudal en m³/s.

$$Q = V * \frac{\pi * D^2}{4} \rightarrow 2 * \sqrt{D} * \frac{\pi * D^2}{4} = \frac{\pi}{2} * D^{\frac{5}{2}} \rightarrow D_{min} = 0,835 * Q^{\frac{2}{5}} \quad (4.1)$$

Otro parámetro que es útil obtener el valor se trata de la velocidad (ec. 4.2).

$$Q = S * v = \left(\frac{\pi * D_{min}^2}{4} \right) * v \quad (4.2)$$

En las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos de utilizar las ecuaciones anteriores:

Tramo	Q (m ³ /día)	Q(m ³ /h)	Q (m ³ /s)	D _{min} (mm)	D _{mincomercial} (mm)
Pozo Captación 1	2500	104,167	0,029	199,997	200
Pozo Captación 2	2500	104,167	0,029	199,997	200
Pozo Captación 3 (reserva)	2500	104,167	0,029	199,997	200
Alimentación	5000	208,333	0,058	263,898	300
Distribución	2500	104,167	0,029	199,997	200
Rechazo	2500	104,167	0,029	199,997	200

Tabla 4.1: Diámetro mínimos comerciales seleccionado según el tramo. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	v(m/s)
Pozo Captación 1	0,921
Pozo Captación 2	0,921
Pozo Captación 3 (reserva)	0,921
Alimentación	0,819
Distribución	0,921
Rechazo	0,921

Tabla 4.2: Principales velocidades de los diferentes tramos. Fuente: Elaboración propia.

4.3. Longitud mínima de las tuberías

El análisis de las diferentes longitudes que se tomaran para cada tramo se realizará mediante el recurso web Google Earth debido a tiene en cuenta cómo se dispone la orografía del lugar contando con los desniveles existentes.

4.3.1. Longitud tuberías de captación

Las longitudes del pozo 1 y 2 serán las mismas, y el pozo 3 será diferente, para calcular la distancia de estos es necesario disponer de la profundidad de la bomba de captación y la distancia desde el pozo hasta el colector:

- Pozo 1 y 2: 26,4 metros (profundidad bomba) + 20 metros (pozo al colector) → $L_{\text{captación}} = 46,4$ metros en total.
- Pozo 3: 26,4 metros (profundidad bomba) + 30 metros (pozo al colector) → $L_{\text{captación}} = 56,4$ metros en total.

4.3.2. Longitud tubería de alimentación

Como se muestra en la figura 1.2, debemos tomar un camino evitando las edificaciones ya existentes en la zona industrial de El Calvario. Se toma una longitud para este tramo de 450 metros debido a que se sumirá un margen de seguridad con respecto a la entrada a la estación desaladora.

4.3.3. Longitud tubería de distribución

Se asumirá una distancia de 2 kilómetros teniendo en cuenta un margen de seguridad, aunque la figura 3.5 muestre que es superior, la distancia que ha calculado el Google Earth es teniendo en cuenta el desnivel de la primera montaña que se encuentra, llegando el agua a una altitud de 182 metros como se muestra en la figura 4.2 Este primer tramo puede ocasionar en el sistema grandes problemas de cavitación, por tanto, se decide omitir esta montaña mediante la realización de un túnel mediante obra civil que evite este obstáculo.

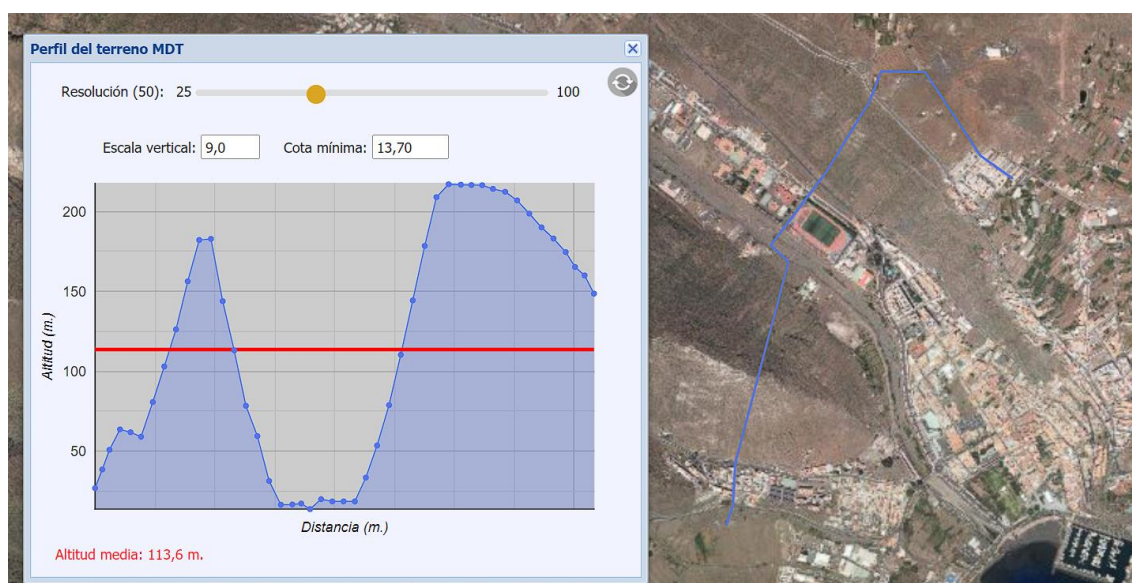


Figura 4.2: Perfil del terreno del sistema de distribución. Fuente: grafcan.es

4.3.4. Longitud tubería de rechazo

Como se muestra en la figura 2.1, la distancia hasta la isóbara más cercana al puerto de San Sebastián de La Gomera es 1,55 kilómetros, aunque aplicando un margen de seguridad la distancia se considerará de unos 1800 metros debido a que no se toma en cuenta el perfil del fondo marino, por lo que la distancia representada será teniendo en cuenta el perfil terrestre y la distancia a través de la superficie del mar.

Tramo	Material	Fabricante	Dcomercial (mm)	Longitudes mínimas (m)
Pozo Captación 1	PRFV	Flowtite	200	46,4
Pozo Captación 2	PRFV	Flowtite	200	46,4
Pozo Captación 3 (reserva)	PRFV	Flowtite	200	56,4
Alimentación	PRFV	Flowtite	300	450
Distribución	PRFV	Flowtite	200	2000
Rechazo	PRFV	Flowtite	200	1800

Tabla 4.3: Tabla resumen del punto 4 del presente anexo. Fuente: Elaboración propia.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO V:

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

TRABAJO FINAL DE GRADO:

**DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice de contenidos:

1. INTRODUCCIÓN	1
2. CALCULOS PREVIOS	2
2.1. Pérdidas de carga en tuberías	2
2.2. Valores conocidos	6
3. CÁLCULO ALTURA ÚTIL	6
3.1. Ecuación de Bernoulli	6
3.1.1. Recopilación de datos a aportar necesarios	7
3.2. Bomba de captación	8
3.2.1. Información cotas de interés	8
3.2.2. Información velocidades del flujo	8
3.2.3. Información presiones del flujo	8
3.2.4. Información pérdidas de carga	8
3.3. Bomba de alta presión	8
3.3.1. Información cotas de interés	8
3.3.2. Información velocidades del flujo	9
3.3.3. Información presiones del flujo	9
3.3.4. Información pérdidas de carga	9
3.4. Bomba de recirculación	9
3.4.1. Información cotas de interés	9
3.4.2. Información velocidades del flujo	9
3.4.3. Información presiones del flujo	10
3.4.4. Información pérdidas de carga	10
3.5. Bomba de distribución	10
3.5.1. Información cotas de interés	10
3.5.2. Información velocidades del flujo	11
3.5.3. Información presiones del flujo	11
3.5.4. Información pérdidas de carga	11
3.6. Bomba de rechazo	11
3.6.1. Información cotas de interés	11
3.6.2. Información velocidades del flujo	11
3.6.3. Información presiones del flujo	11
3.6.4. Información pérdidas de carga	12
3.7. Resultados obtenidos	12
3.8. Conclusiones	13

4. CÁLCULO ALTURA NETA DE ASPIRACIÓN DISPONIBLE _____	14
4.1. Introducción teórica _____	14
4.2. Bomba de captación _____	15
4.2.1. Información cotas de interés _____	15
4.2.2. Información velocidades del flujo _____	15
4.2.3. Información presiones del flujo _____	16
4.3. Bomba de alta presión _____	16
4.3.1. Información cotas de interés _____	16
4.3.2. Información velocidades del flujo _____	16
4.3.3. Información presiones del flujo _____	16
4.4. Bomba de recirculación _____	16
4.4.1. Información cotas de interés _____	16
4.4.2. Información velocidades del flujo _____	16
4.4.3. Información presiones del flujo _____	16
4.5. Bomba de distribución _____	16
4.5.1. Información cotas de interés _____	16
4.5.2. Información velocidades del flujo _____	17
4.5.3. Información presiones del flujo _____	17
4.6. Resultados obtenidos _____	17
5. CONCLUSIONES _____	17

Índice de figuras:

Figura 1.1: Distribución de las bombas en un sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.....	2
Figura 3.1: Cota respecto nivel del mar de la EDAM. Fuente: grafcan.es	7
Figura 3.2: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Configuración definitiva con ERD del fabricante Energy Recovery expuesta en el Anexo III. Fuente: Q+ Projection Software V3.1	9
Figura 3.3: Interfaz del Excel del fabricante Energy Recovery con todos los valores definitivos. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL	10

Índice de tablas

Tabla 2.1: Régimen del fluido según el tramo del sistema. Fuente: Elaboración propia.....	4
Tabla 2.2: Primera iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia.....	4

Tabla 2.3: Segunda iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia.....	5
Tabla 2.4: Tercera iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia.....	5
Tabla 2.5: Cuarta iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia.....	5
Tabla 2.6: Quinta iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia.....	5
Tabla 2.7: Pérdidas totales según tramo del sistema. Fuente: Elaboración propia.....	5
Tabla 2.8: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba a falta de valores de altura útil y altura neta de aspiración disponible. Fuente: Elaboración propia.....	6
Tabla 3.1: Principales cotas de los diferentes tramos con respecto el nivel del mar. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de grafcan.es	7
Tabla 3.2: Principales velocidades de los diferentes tramos. Fuente: Elaboración propia.....	8
Tabla 3.3: Tabla resumen de todos los parámetros característicos. Fuente: Elaboración propia.....	12
Tabla 3.4: Altura útil total para cada una de las bombas del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.	12
Tabla 3.5: Porcentajes de cada tipo de pérdida con respecto las pérdidas totales. Fuente: Elaboración propia.....	13
Tabla 3.6: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba a falta de valores de altura neta de aspiración disponible. Fuente: Elaboración propia.....	14
Tabla 4.1: Cálculo de la altura neta de aspiración disponible en función de la bomba del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.	17
Tabla 5.1: : Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba. Fuente: Elaboración propia	17

1. INTRODUCCIÓN

A continuación, se procederá a obtener los parámetros básicos para la selección de las bombas como son:

- Caudal para impulsar (Q).
- Altura útil teórica para vencer (H_b).
- Altura neta de aspiración disponible (NPSHd).

El proyecto de la desaladora de agua de mar situado en San Sebastián de La Gomera se requerirá la utilización de diferentes bombas para cada parte del sistema:

- Bombas de alimentación: Transportará el agua de alimentación desde los pozos de captación hasta la estación desaladora a través de diferentes bombas colocadas en cada uno de los pozos.
- Bomba de alta presión: Tras el pretratamiento, transportará el agua de alimentación a través de las membranas venciendo la presión osmótica del bastidor de membranas para conseguir la conversión diseñada.
- Bomba de distribución: Tras el postratamiento del agua producto del bastidor de membranas, se transportará esta hasta el depósito de regulación seleccionado.
- Bomba de recirculación (Bomba Booster): Su función es igualar la presión del agua obtenida a través del recuperador de energía a la de captación una vez haya salido de la bomba de alta presión. Aunque el recuperador de energía que nos proporciona el fabricante Danfoss posee una bomba de circulación incorporada, se procederá a hacer el estudio de esta para observar la posibilidad de encontrar una que posea una mejor eficiencia.
- Bomba de postratamiento: Suministra al caudal de permeado la presión suficiente que requiere el paso por el postratamiento. No se hará el estudio de esta debido a que no es objeto del proyecto.
- Bomba de rechazo: Transportará el agua de rechazo del sistema de desalación hasta el emisario submarino diseñado. Se estudiará si será necesario la utilización de esta, debido a que puede que el agua de rechazo sale del intercambiador de energía con la suficiente presión para recorrer el tramo sin necesidad de bomba.

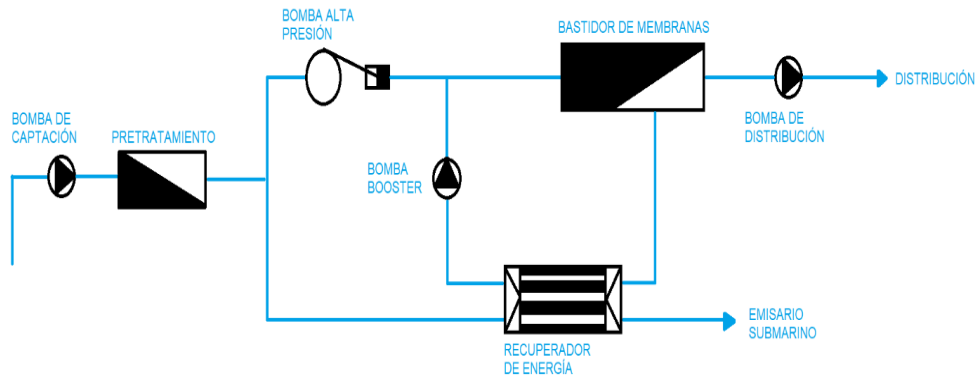


Figura 1.1: Distribución de las bombas en un sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.

2. CALCULOS PREVIOS

2.1. Pérdidas de carga en tuberías

La pérdida total de carga en las tuberías se corresponde con el sumatorio de las pérdidas primarias, que son las que sufre el flujo del fluido a su paso por esta debido a la modificación del estado inicial de energía de flujo de un líquido:

- La sección: A menor sección, mayor pérdida de cargas.
- La longitud: A mayor longitud, mayor pérdida de carga.
- El caudal que circula: A mayor caudal, mayor pérdida de carga.
- El material: Cuando el material es más rugoso, mayor pérdida de carga.

Y las pérdidas secundarias, que se corresponden con las pérdidas producidas por los accesorios que se disponen en los diferentes tramos (codos, válvulas, etc.), esta se estima entre un 3-20% de la pérdida de carga primaria en las tuberías, cuanto mayor sea el número de accesorios, el valor de las pérdidas secundarias se acercará más al del 20% de la primaria. Por tanto, se ha decidido estimar para los tramos de distribución un 20% de pérdidas secundarias con respecto las primarias, un 15% para el rechazo y un 8% para los tramos de captación y alimentación.

$$\Sigma Hr = Hr_{primarias} + Hr_{secundarias} \quad (2.1)$$

Una de las fórmulas más utilizadas para poder calcular las pérdidas de carga primaria en la tubería se trata de la ecuación de Darcy Weisbach:

$$Hr_{primarias} = f \frac{L v^2}{D 2g} \quad (2.2)$$

Donde:

- f: Factor de fricción, la interacción entre el tubo y el fluido.
- L: Longitud de la tubería en metros.
- v: Velocidad media del fluido en la tubería, en metros por segundo.
- D: Diámetro de la conducción.
- g: Aceleración de la gravedad = 9.81 m/s².

Es necesario estimar el valor del factor de fricción, este depende del régimen del fluido, que para conocer este último es necesario calcular el número de Reynolds (Re). Este número es un número adimensional que caracteriza el movimiento de un fluido relacionando la densidad, viscosidad, velocidad y dimensión típica de un flujo. El número de Reynolds se expresa:

$$Re_D = \frac{\rho * v * D_H}{\mu} = \frac{v * D_H}{\nu} \quad (2.3)$$

Donde:

- ρ: Densidad del fluido (kg/m³).
- v: Velocidad media del fluido en la tubería, en metros por segundo.
- D_H: dimensión lineal característica, en el caso de una tubería circular corresponde al diámetro ordinario D.
- μ: viscosidad dinámica (Pa*s).
- ν: viscosidad cinemática (m²/s).

Determinación del flujo a través del número de Reynolds:

- Re < 2000 → Régimen laminar
- 3000 < Re < 4000 → Régimen mixto
- Re > 4000 → Régimen turbulento

La diferencia fundamental entre el flujo laminar y el turbulento radica en el movimiento de las partículas, en la primera, su movimiento será en línea recta y las capas de agua que fluyen a diferentes velocidades no se mezclan entre sí; en cuanto al régimen turbulento, las partículas del fluido poseen un movimiento irregular que provoca la mezcla entre las diferentes capas de velocidades lo que dificulta considerablemente el análisis matemático.

En el cálculo del número de Reynolds, debemos suponer la velocidad cinemática, un parámetro que depende directamente de la temperatura del fluido, es igual que la temperatura del agua captada. Por ello se tomará un valor del agua de captación de T=21°C y se despreciará la variación de las características del agua que pueda generar la salinidad. Para estimar este valor, recurrimos a las tablas y diagramas de propiedades del libro de la referencia [11] donde se obtendrá el valor de la viscosidad cinemática y la densidad para una temperatura de 21°C interpolando los valores entre 20°C y 25°C.

Obteniendo:

ρ (agua saturada,21°C): 997,9 kg/m³

μ (agua saturada,21°C): 9,798*10⁻⁴ kg/m*s

Entonces: v (agua saturada,21°C): 9,819 * 10⁻⁷ m²/s

Obtenemos la tabla 2.1 para los diferentes tramos del sistema:

Tramo	Q (m ³ /día)	Q (m ³ /s)	D _{mincomerci} al (mm)	v (m/s)	ReD	Régimen
Captación	2500	0,0289	200	0,92103555	187602,7193	Turbulento
Alimentación	5000	0,0579	300	0,818698267	250136,959	Turbulento
Distribución	2500	0,0289	200	0,92103555	187602,7193	Turbulento
Rechazo	2500	0,0289	200	0,92103555	187602,7193	Turbulento

Tabla 2.1: Régimen del fluido según el tramo del sistema. Fuente: Elaboración propia

Para obtener el factor de fricción, para régimen turbulento, se utiliza la ecuación de Colebrook:

$$f_{n+1}^{-1/2} = -2 * \log \left(\frac{\frac{k_{material}}{D}}{3,75} + \frac{2,51}{Re * f_n^{1/2}} \right) \quad (2.4)$$

El parámetro k corresponde con la rugosidad de la tubería, depende del material y lo obtenemos a partir de la información que nos proporciona el fabricante. k (PRFV) = 0,029mm.

La estimación del factor de fricción se basará en un cálculo mediante iteraciones, donde se toma el valor de $f_n=0,015$, se introducirá en la fórmula y se obtendrá el valor de f_{n+1} que se volverá a introducir en la ecuación hasta que exista menos del 0,01% entre el valor tentativo y el iterado:

$$\frac{f_{n+1} - f_n}{f_{n+1}} < 0,0001 \quad (2.5)$$

Se obtiene las tablas desde las 2.2 hasta la 2.6.

Tramo	f0	f1	f1-f0/f1 (%)
Captación	0,015	0,0170428	11,9862838
Alimentación	0,015	0,01588005	5,54188326
Distribución	0,015	0,0170428	11,9862838
Rechazo	0,015	0,0170428	11,9862838

Tabla 2.2: Primera iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia

Tramo	f1	f2	f_2-f_1/f_2 (%)
Captación	0,0170428	0,01686352	-1,0630866
Alimentación	0,01588005	0,0158052	-0,4736296
Distribución	0,0170428	0,01686352	-1,0630866
Rechazo	0,0170428	0,01686352	-1,0630866

Tabla 2.3: Segunda iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia

Tramo	f2	f3	f_3-f_2/f_3 (%)
Captación	0,01686352	0,01687815	0,08664713
Alimentación	0,0158052	0,01581136	0,0389863
Distribución	0,01686352	0,01687815	0,08664713
Rechazo	0,01686352	0,01687815	0,08664713

Tabla 2.4: Tercera iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia

Tramo	f3	f4	f_4-f_3/f_4 (%)
Captación	0,01687815	0,01687695	-0,0071122
Alimentación	0,01581136	0,01581085	-0,0032192
Distribución	0,01687815	0,01687695	-0,0071122
Rechazo	0,01687815	0,01687695	-0,0071122

Tabla 2.5: Cuarta iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia

Tramo	f4	f5	f_5-f_4/f_5 (%)
Captación	0,01687695	0,01687705	0,00058345
Alimentación	0,01581085	0,01581089	0,00026574
Distribución	0,01687695	0,01687705	0,00058345
Rechazo	0,01687695	0,01687705	0,00058345

Tabla 2.6: Quinta iteración cálculo coeficiente de fricción. Fuente: Elaboración propia

Sustituimos los valores obtenidos en las tablas 2.1 y 2.6 en las ecuaciones 2.1 y 2.2 y obtenemos las pérdidas de carga totales que se expondrá en la tabla 2.7.

Tramo	Hr _{primaria} (m)	Hr _{secundario} (m)	Hr _{total} (m)
Captación (Pozos 1 y2)	0,17	0,01	0,18
Captación (Pozos 3)	0,21	0,02	0,22
Alimentación	0,81	0,06	0,88
Distribución	7,30	1,46	8,76
Rechazo	6,57	0,99	7,55

Tabla 2.7: Pérdidas totales según tramo del sistema. Fuente: Elaboración propia

2.2. Valores conocidos

Dentro de los parámetros básicos que se necesitan conocer para la selección de las bombas para los diferentes tramos, conocemos el valor del caudal que deben impulsar, se representará en la tabla 2.8. teniendo en cuenta que se dimensionará una bomba de captación para cada uno de los pozos de captación, en cuanto a la bomba de alta presión, se situará previo a la unión entre el agua de captación y el agua impulsada por la bomba booster antes de la introducción en las membranas.

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	-	-
Bomba de alimentación	209	-	-
Bomba de recirculación	105	-	-
Bomba de distribución	105	-	-
Bomba de rechazo	105	-	-

Tabla 2.8: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba a falta de valores de altura útil y altura neta de aspiración disponible. Fuente: Elaboración propia

3. CÁLCULO ALTURA ÚTIL

3.1. Ecuación de Bernoulli

La altura útil o altura efectiva H que proporciona la bomba al flujo se puede expresar como la altura que imparte el rodete o altura útil teórica H_b , menos las pérdidas en el interior de la bomba H_{r-int} :

$$H = H_B - H_{r-int} \quad (3.1)$$

Se tomarán los subíndices “z” para indicar un punto final y “a” como punto inicial, se asumirá régimen estacionario y la temperatura del agua de 21°C constante; con todo esto en cuenta, se puede obtener la ecuación de la altura útil teórica que debe vencer la bomba y desarrollar sus expresiones:

$$H_B = H_{cota} + H_{cinética} + H_{presión} + \sum H_r \quad (3.2)$$

$$H_{cota} (m) = z_z (m) + z_a (m) \quad (3.3)$$

$$H_{cinética} (m) = \frac{(v_z^2 (m/s) - v_a^2 (m/s))}{2 * g} = \frac{(v_z^2 (m/s) - v_a^2 (m/s))}{19,62} \quad (3.4)$$

$$H_{presión} = \frac{(p_z (Pa) - p_a (Pa))}{\rho (agua)} = \frac{(p_z (Pa) - p_a (Pa))}{997,9 \frac{kg}{m^3} * 9,81 \frac{m}{s^2}} = \frac{(p_z (Pa) - p_a (Pa))}{9789,4} \quad (3.5)$$

Por tanto, la expresión final para obtener la altura útil teórica a vencer será tal que:

$$H_B = [z_z (m) + z_a (m)] + \left[\frac{(v_z^2 (m/s) - v_a^2 (m/s))}{19,62} \right] + \left[\frac{(p_z (Pa) - p_a (Pa))}{9789,4} \right] \quad (3.6)$$

3.1.1. Recopilación de datos a aportar necesarios

Para determinar la altura útil teórica, se debe de tener en cuenta las velocidades de la tabla 3.2 y la tabla 2.8 en la que se visualizan las pérdidas de cargas totales, junto con las cotas máximas y mínimas que caracterizará cada uno de los tramos, se realiza una tabla resumen (tabla 3.1) para mostrar todos los datos de las cotas según el tramo, teniendo en cuenta que no se ha detallado en los apartados anteriores la cota en la que se sitúa la EDAM con respecto al nivel del mar.

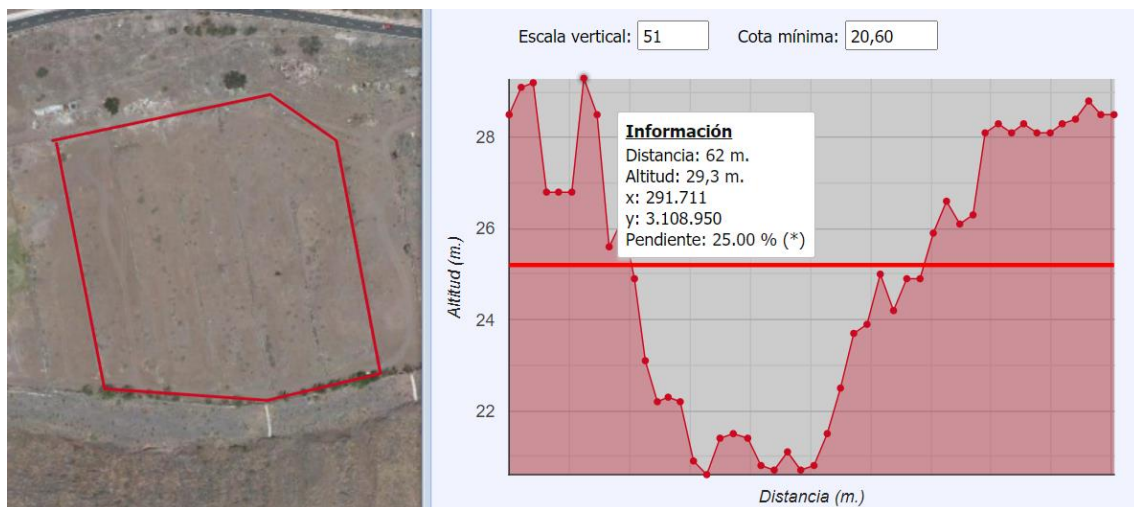


Figura 3.1: Cota respecto nivel del mar de la EDAM. Fuente: grafcan.es

Tramo	z máxima (m)	z mínima (m)
Captación	6,4	-20
Alimentación	6,4	29,3
Distribución	205	29,3
Rechazo	29,3	-25

Tabla 3.1: Principales cotas de los diferentes tramos con respecto el nivel del mar.
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos de grafcan.es

Tramo	v(m/s)
Pozo Captación 1	0,921
Pozo Captación 2	0,921
Pozo Captación 3 (reserva)	0,921
Alimentación	0,819
Distribución	0,921
Rechazo	0,921

Tabla 3.2: Principales velocidades de los diferentes tramos. Fuente: Elaboración propia

3.2. Bomba de captación

3.2.1. Información cotas de interés

- Cota inicial z_a : -20 metros correspondiente a la profundidad a la que se encuentra la bomba dentro del pozo de captación con respecto al nivel del mar.
- Cota final z_z : 29,3 metros, cota correspondiente a la entrada a la estación desaladora de agua de mar.

3.2.2. Información velocidades del flujo

Se consideran la velocidad final v_z igual que la velocidad inicial v_a , en consecuencia, no se tendrá en cuenta en el cálculo de la altura útil debido a que la diferencia entre los dos será nula para un valor de velocidad del flujo de 0,921 m/s.

3.2.3. Información presiones del flujo

- Presión relativa final p_z : El valor será de 4 bar, este valor se obtiene teniendo en cuenta que a la presión de 2 bar que debe de tener el agua a la entrada en la bomba de alta presión para evitar la cavitación se le suma las pérdidas de carga producidas por el pretratamiento físico (2 bar) especificado en el punto 4.1 del Anexo III.
- Presión relativa inicial p_a : El valor será nulo debido a que el agua se recoge de una superficie libre y como nuestras presiones son manométricas, se desprecia el efecto de la presión atmosférica sobre el fluido.

3.2.4. Información pérdidas de carga

Correspondiente a las sumas de las pérdidas en los tramos de captación y alimentación (tabla 2.7), se tomará el caso con más pérdidas de cargas para dimensionar la bomba, este corresponde a la bomba de captación de reserva cuyo ramo posee mayor pérdida de carga: $0,22 \text{ m} + 0,88 \text{ m} = 1,10$ metros.

3.3. Bomba de alta presión

3.3.1. Información cotas de interés

Parámetro no relevante a la hora del cálculo debido a que no existirá ninguna diferencia de cota suficiente para calcularla dentro de la estación

desaladora de agua de mar, por tanto, la cota inicial z_a corresponde con la cota final z_z .

3.3.2. Información velocidades del flujo

Se consideran la velocidad final v_z igual que la velocidad inicial v_a , en consecuencia, no se tendrá en cuenta en el cálculo de la altura útil debido a que la diferencia entre los dos será nula para un valor de velocidad del flujo de 0,921 m/s.

3.3.3. Información presiones del flujo

- Presión relativa final p_z : El valor es de 72,51 bar, correspondiente a la presión que se necesita el flujo para antes de entrar en el bastidor de membranas, como se visualiza en la figura 3.2.
- Presión relativa inicial p_a : El valor es de 2 bar como se ha dicho anteriormente para evitar cavitación en el tramo de aspiración de la bomba.

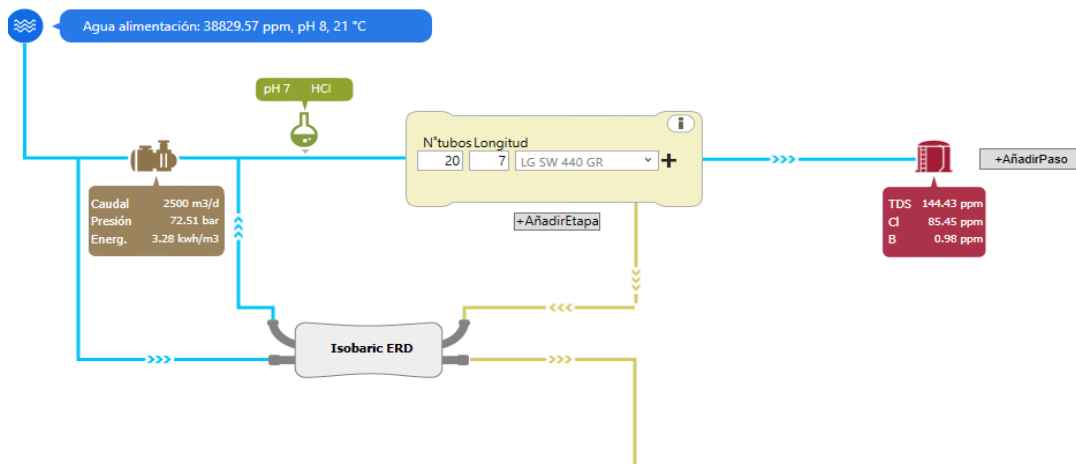


Figura 3.2: Interfaz de Q+ Projection Software V3.1: Configuración definitiva con ERD del fabricante Energy Recovery expuesta en el Anexo III. Fuente: Q+ Projection Software V3.1

3.3.4. Información pérdidas de carga

Las pérdidas de carga en el tramo interior de la estación desaladora se consideran nulas debido al propio alcance del proyecto donde no se a estudiar el dimensionamiento de los tramos interiores de la EDAM.

3.4. Bomba de recirculación

3.4.1. Información cotas de interés

Ocurre lo mismo que la bomba de alta presión, el parámetro no será relevante a la hora del cálculo debido a que no existirá ninguna diferencia de cota suficiente para calcularla dentro de la estación desaladora de agua de mar, por tanto, la cota inicial z_a corresponde con la cota final z_z .

3.4.2. Información velocidades del flujo

Se consideran la velocidad final v_z igual que la velocidad inicial v_a , en consecuencia, no se tendrá en cuenta en el cálculo de la altura útil debido

a que la diferencia entre los dos será nula para un valor de velocidad del flujo de 0,921 m/s.

3.4.3. Información presiones del flujo

- Presión relativa final p_z : Debido al propio objetivo que tiene la bomba de recirculación (bomba booster), el valor será de 72,51 bar para igualar la presión del flujo de alimentación tras su paso por la bomba de alta presión.
- Presión relativa inicial p_a : Se estudiará una alternativa al intercambiador de energía de presión isobárico que proporciona Danfoss con bomba que proporciona directamente los 72,51 bar necesarios, por ello estudiamos el caso de introducir un ERI de la marca Energy Recovery que proporciona una presión de 68,0 bar como se muestra en la figura 3.3.

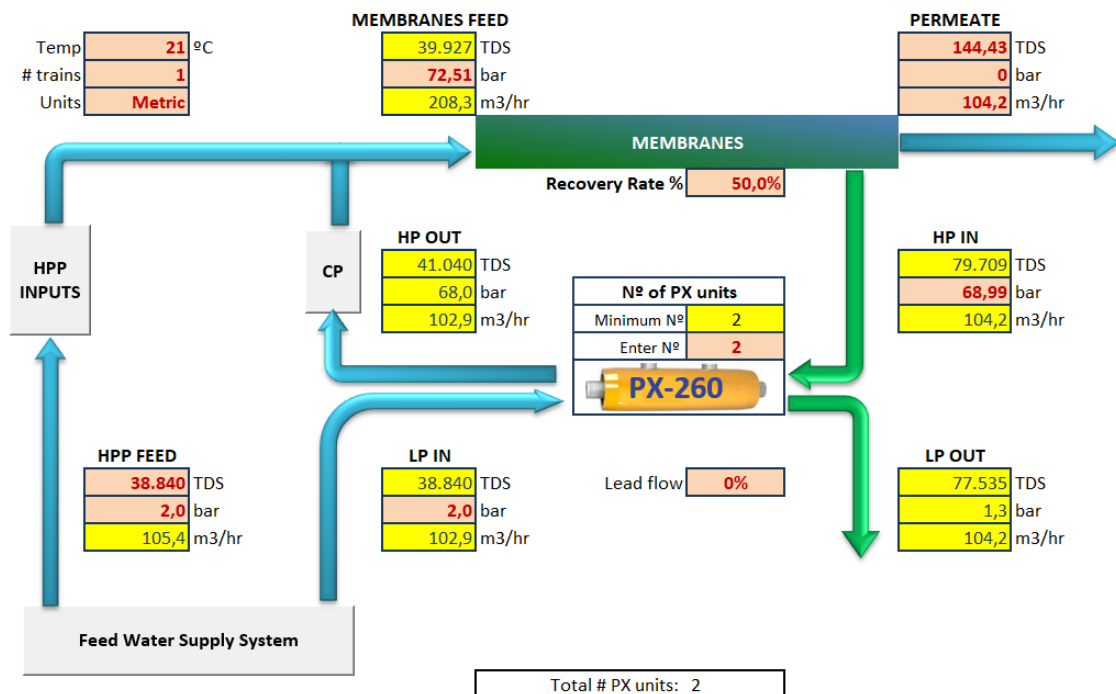


Figura 3.3: Interfaz del Excel del fabricante Energy Recovery con todos los valores definitivos. Fuente: ERI™ PX™ POWER MODEL

3.4.4. Información pérdidas de carga

Ocurre igual que el caso de la bomba de alta presión, las pérdidas de carga en el tramo interior de la estación desaladora se consideran nulas debido al propio alcance del proyecto donde no se a estudiar el dimensionamiento de los tramos interiores de la EDAM.

3.5. Bomba de distribución

3.5.1. Información cotas de interés

- Cota inicial z_a : 29,3 metros correspondiente a la cota con respecto el nivel del mar en la que se dispone la estación desaladora de agua de mar.

- Cota final z_z : 205 metros correspondiente a la cota con respecto al nivel del mar del depósito de regulación de La Hoya 2.

3.5.2. Información velocidades del flujo

Se consideran la velocidad final v_z igual que la velocidad inicial v_a , en consecuencia, no se tendrá en cuenta en el cálculo de la altura útil debido a que la diferencia entre los dos será nula para un valor de velocidad del flujo de 0,921 m/s.

3.5.3. Información presiones del flujo

- Presión relativa final p_z : El valor será nulo debido a que el destino es un depósito de regulación, por tanto, la presión manométrica del agua superficial es 0.
- Presión relativa inicial p_a : Como se observa en la figura 3.3 la presión de salida del agua permeada del bastidor de membranas es nula.

3.5.4. Información pérdidas de carga

Correspondiente a las sumas de las pérdidas en el tramo de distribución (tabla 2.7): 8,76 metros.

3.6. Bomba de rechazo

3.6.1. Información cotas de interés

- Cota inicial z_a : 29,3 metros correspondiente a la cota con respecto al nivel del mar en la que se dispone la estación desaladora de agua de mar.
- Cota final z_z : -25 metros correspondiente a la cota con respecto al nivel del mar de la isóbara más cercana a la EDAM.

3.6.2. Información velocidades del flujo

Se consideran la velocidad final v_z igual que la velocidad inicial v_a , en consecuencia, no se tendrá en cuenta en el cálculo de la altura útil debido a que la diferencia entre los dos será nula para un valor de velocidad del flujo de 0,921 m/s.

3.6.3. Información presiones del flujo

- Presión relativa final p_z : su valor se corresponderá al mínimo necesario para poder efectuar la evacuación de la salmuera a 25 metros bajo el mar.

$$\begin{aligned} p &= \rho(\text{agua saturada}, 21^{\circ}\text{C}) * g * h \\ &= 997,9 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 25 \text{ m} = 244735 \text{ Pa} \end{aligned} \quad (3.7)$$

- Presión relativa inicial p_a : Como se observa en la figura 3.3. el agua de baja presión que sale del intercambiador de presión isobárico tiene un valor de 1,3 bar.

3.6.4. Información pérdidas de carga

Correspondiente a las sumas de las pérdidas en el tramo de distribución (tabla 2.7): 7,55 metros.

3.7. Resultados obtenidos

	z_a (m)	z_z (m)	v_a (m/s)	v_z (m/s)	p_a (Pa)	p_z (Pa)	Hr (m)
Bomba de captación	-20	29,3	0,921	0,921	0	400000	1,1
Bomba de alta presión	29,3	29,3	0,921	0,921	400000	7251000	0
Bomba de recirculación	29,3	29,3	0,921	0,921	6800000	7251000	0
Bomba de distribución	29,3	205	0,921	0,921	0	0	8,76
Bomba de rechazo	29,3	-25	0,921	0,921	130000	244735	7,55

Tabla 3.3: Tabla resumen de todos los parámetros característicos. Fuente: Elaboración propia.

	H_{cota} (m)	$H_{cinética}$ (m)	$H_{presión}$ (m)	Hr (m)	Hb (m)
Bomba de captación	49,3	0	40,86	1,1	91,3
Bomba de alta presión	0	0	699,84	0	699,8
Bomba de recirculación	0	0	46,07	0	46,1
Bomba de distribución	175,7	0	0	8,76	184,5
Bomba de rechazo	-54,3	0	11,72	7,55	-35,0

Tabla 3.4: Altura útil total para cada una de las bombas del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.

	H _{cota} (m)	H _{cinética} (m)	H _{presión} (m)	H _r (m)	H _b (m)
Bomba de captación	54,02%	0,00%	44,77%	1,21%	100,00%
Bomba de alta presión	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%
Bomba de recirculación	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%
Bomba de distribución	95,25%	0,00%	0,00%	4,75%	100,00%
Bomba de rechazo	155,01%	0,00%	-33,46%	-21,55%	100,00%

Tabla 3.5: Porcentajes de cada tipo de pérdida con respecto las pérdidas totales. Fuente: Elaboración propia

3.8. Conclusiones

Se han obtenido resultados esperados para cada una de las bombas a dimensionar:

- La bomba de captación se dimensiona para vencer la altura de cota y la altura de presión debido a la profundidad del pozo, las pérdidas de cargas supuestas en el pretratamiento y para que el fluido no cavite en el tramo de aspiración de la bomba de alta presión.
- La bomba de alta presión, como indica su nombre, su principal uso, como se refleja en la tabla 3.5, será aportar al flujo de alimentación la presión suficiente para atravesar el bastidor de membranas.
- Con la bomba de recirculación ocurre la misma circunstancia que con la bomba de alta presión.
- Por último, la bomba de rechazo se obtiene una altura útil negativa, lo que implica que con la energía que tiene a la salida del recuperador de energía (presión) y la altura de cota que posee (energía potencial) es capaz de vencer la altura de presión y las pérdidas de carga totales, por tanto, la bomba no tiene que ser dimensionada para este tramo.

Se actualiza la tabla 2.8 con los valores obtenidos y los valores redondeados hacia arriba resultando la tabla 3.6.

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	91,3	-
Bomba de alta presión	105	699,9	-
Bomba de recirculación	105	46,1	-
Bomba de distribución	105	184,5	-
Bomba de rechazo	105	-35,0	-

Tabla 3.6: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba a falta de valores de altura neta de aspiración disponible. Fuente: Elaboración propia

4. CÁLCULO ALTURA NETA DE ASPIRACIÓN DISPONIBLE

4.1. Introducción teórica

Para comprobar que no se produzca cavitación en ningún tramo del sistema a diseñar se debe cumplir la siguiente condición:

$$NPSHr < NPSHd \rightarrow \text{No se produce cavitación} \quad (4.1)$$

Donde:

- NPSHr (altura neta de aspiración requerida): Será un parámetro que nos proporcione el fabricante y se trata del valor mínimo de la altura neta positiva de aspiración que se debe disponer para que no se produzca cavitación.
- NPSHd (altura neta de aspiración disponible): Depende de las características de la instalación y del líquido a bombear, se calcula tal que:

$$NPSHd (m) = (z_1 - z_E) + \frac{(v_1^2 - v_E^2)}{2 * g} + \frac{p_1 - p_s(21^\circ C)}{\gamma(\text{agua saturada}, 21^\circ C)} \quad (4.2)$$

- $\gamma(\text{agua saturada}, 21^\circ C) = \rho(\text{agua saturada}, 21^\circ C) * g = 997,9 \text{ kg/m}^3 * 9,81 \text{ m/s}^2 = 9789,4 \text{ N/m}^3$

- p_s (presión absoluta de saturación del agua saturada a 21 °C) = 0,02487 bar = 2487 Pa. Fuente [12]. El parámetro ha sido obtenido despreciando la variación de las características del agua que pueda generar la salinidad.

Hay que destacar que el subíndice “1” representa un punto en la tubería de aspiración acoplada a la bomba; en el caso de la bomba sumergible, representa la superficie libre del fluido. El subíndice “E” sitúa en la boca de entrada a la bomba.

Se actualiza la fórmula con los valores obtenidos:

$$NPSHd (m) = (z_1 - z_E) + \frac{(v_1^2 - v_E^2)}{19,62} + \frac{p_1 - 2487}{9789,4} \quad (4.3)$$

En general, menos el tramo de captación, se despreciará las variaciones de altura de cota, altura cinética y pérdidas de carga en el tramo de la tubería desde la tubería de aspiración hasta la boca de entrada a la bomba facilitando el cálculo debido a que se tomará únicamente la altura de presión absoluta a la entrada de la bomba que será la suma de la presión atmosférica (1 atm) y la presión relativa que conocemos.

La equivalencia entre metros columna de agua y altura de presión es:

$$p = \rho(\text{agua saturada, } 21^\circ\text{C}) * g * h = 997,9 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 1 \text{ m} = 9789,4 \text{ Pa} \quad (4.4)$$

= 1 m. c. a.

A continuación, identificamos cada una de las variables para el cálculo:

4.2. Bomba de captación

4.2.1. Información cotas de interés

- z_1 : -3,962 metros, caso más desfavorable de la cota de la superficie libre del fluido con respecto el nivel del mar.
- z_E : -20 metros, correspondiente a la entrada a la bomba de captación.

4.2.2. Información velocidades del flujo

- v_1 : se considera nulo debido a que esta será la velocidad con la que baje el nivel del pozo, se ha diseñado con las dimensiones suficientes como para no tener en cuenta esta velocidad de bajada.
- v_E : su valor será de 0,921 m/s, igual que la que posee el tramo de captación.

4.2.3. Información presiones del flujo

p_1 : El valor es 1 atm = 101325 Pa, en la superficie libre del fluido es igual a la presión atmosférica.

4.3. Bomba de alta presión

4.3.1. Información cotas de interés

Su valor es despreciable debido a que se considera que se encuentran en la misma cota tanto la entrada de la bomba como la tubería de aspiración ($Z_1=Z_E$).

4.3.2. Información velocidades del flujo

La velocidad entre la tubería de aspiración de la bomba de alta presión y la boca de esta no varía debido a que no existe ningún cambio de sección en ese recorrido ($v_1=v_E$).

4.3.3. Información presiones del flujo

p_1 : El valor será de $3,01325 \cdot 10^5$ Pa, es el resultado de la suma de la presión atmosférica (1,01325 bar) y la presión manométrica en ese punto (2 bar).

4.4. Bomba de recirculación

4.4.1. Información cotas de interés

Su valor es despreciable debido a que se considera que se encuentran en la misma cota tanto la entrada de la bomba como la tubería de aspiración ($Z_1=Z_E$).

4.4.2. Información velocidades del flujo

La velocidad entre la tubería de aspiración de la bomba de recirculación y la boca de esta no varía debido a que no existe ningún cambio de sección en ese recorrido ($v_1=v_E$).

4.4.3. Información presiones del flujo

p_1 : El valor será de 69,01 bar, es el resultado de la suma de la presión atmosférica (1,01325 bar) y la presión manométrica en ese punto (68,0 bar).

4.5. Bomba de distribución

4.5.1. Información cotas de interés

Su valor es despreciable debido a que se considera que se encuentran en la misma cota tanto la entrada de la bomba como la tubería de aspiración ($Z_1=Z_E$).

4.5.2. Información velocidades del flujo

La velocidad entre la tubería de aspiración de la bomba de distribución y la boca de esta no varía debido a que no existe ningún cambio de sección en ese recorrido ($v_1=v_E$).

4.5.3. Información presiones del flujo

p_1 : El valor es 1 atm = 101325 Pa, en la superficie libre del fluido es igual a la presión atmosférica.

4.6. Resultados obtenidos

Se introducirán todos los valores recopilados en los apartados 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5 en la fórmula 4.3, obteniendo la tabla 4.1.

	v_1 (m/s)	v_E (m/s)	p_1 (Pa)	p_E (Pa)	z_1 (m)	z_E (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	0	0,921	101325	2487	-3,962	-20	26,1
Bomba de alta presión	0	0	301325	2487	0	0	30,5
Bomba de recirculación	0	0	6901000	2487	0	0	704,7
Bomba de distribución	0	0	101325	2487	0	0	10,1

Tabla 4.1: Cálculo de la altura neta de aspiración disponible en función de la bomba del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

Se puede proceder al dimensionamiento de las bombas a través de la tabla 5.1 con todos los datos actualizados.

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	91,3	26,1
Bomba de alimentación	105	699,8	30,5
Bomba de recirculación	105	46,1	704,7
Bomba de distribución	105	184,5	10,1
Bomba de rechazo	No requiere diseño debido a $H_b < 0$		

Tabla 5.1: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba. Fuente: Elaboración propia



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGIA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

**ANEXO VI:
SELECCIÓN DE BOMBAS**

**TRABAJO FINAL DE GRADO:
DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Contenido

1. INTRODUCCIÓN TEÓRICA.....	1
2. SELECCIÓN BOMBA DE CAPTACIÓN.....	3
2.1. Mejor elección del fabricante Grundfos.....	3
2.2. Mejor elección del fabricante KSB	4
2.3. Mejor elección del fabricante Wilo.....	5
2.4. Mejor elección del fabricante Flowserve	6
2.5. Elección final de la bomba de captación	7
3. SELECCIÓN BOMBA DE ALTA PRESIÓN.....	8
3.1. Mejor elección del fabricante Grundfos.....	8
3.2. Mejor elección del fabricante KSB	9
3.3. Mejor elección del fabricante Wilo.....	9
3.4. Mejor elección del fabricante Flowserve	10
3.5. Elección final de la bomba de alta presión.....	11
4. SELECCIÓN BOMBA DE RECIRCULACIÓN	12
4.1. Mejor elección del fabricante Grundfos.....	12
4.2. Mejor elección del fabricante KSB	13
4.3. Mejor elección del fabricante Wilo.....	14
4.4. Mejor elección del fabricante Flowserve	15
4.5. Elección final de la bomba de recirculación	16
5. SELECCIÓN BOMBA DE DISTRIBUCIÓN	17
5.1. Mejor elección del fabricante Grundfos.....	17
5.2. Mejor elección del fabricante KSB	18
5.3. Mejor elección del fabricante Wilo.....	19
5.4. Mejor elección del fabricante Flowserve	20
5.5. Elección final de la bomba de distribución	21
6. ELECCIÓN FINAL BOMBAS DE LA EDAM.....	22

Índice de figuras:

Figura 1.1: Imágenes de los logotipos de los diferentes fabricantes seleccionados. Fuente: google.es	1
Figura 2.1: Curva característica de la bomba de captación seleccionada. Fuente: grundfos.com	3
Figura 2.2: Curva característica de la bomba de captación seleccionada. Fuente: ksb.com	4

Figura 2.3: Curva característica de la bomba de captación seleccionada. Fuente: wilo.com _____	5
Figura 2.4: Curva característica de la bomba de captación seleccionada. Fuente: flowserve.com _____	6
Figura 2.5: Bomba UPA 200B-80 del fabricante KSB. Fuente: ksb.com _____	7
Figura 3.1: Captura de pantalla del buscador de Grundfos. Fuente: grundfos.com _____	8
Figura 3.2: Captura de pantalla del buscador de KSB. Fuente: ksb.co _	9
Figura 3.3: Captura de pantalla del buscador de Wilo. Fuente: wilo.com _____	9
Figura 3.4: Curva característica de la bomba de alta presión seleccionada. Fuente: flowserve.com _____	10
Figura 3.5: Bomba MSH-065-D del fabricante Flowserve. Fuente: flowserve.com _____	11
Figura 4.1: Curva característica de la bomba de recirculación seleccionada. Fuente: grundfos.com _____	12
Figura 4.2: Curva característica de la bomba de recirculación seleccionada. Fuente: ksb.com _____	13
Figura 4.3: Curva característica de la bomba de recirculación seleccionada. Fuente: wilo.com _____	14
Figura 4.4: Curva característica de la bomba de recirculación seleccionada. Fuente: flowserve.com _____	15
Figura 4.5: Bomba MovitecV del fabricante KSB. Fuente: ksb.com ____	16
Figura 5.1: Curva característica de la bomba de distribución seleccionada. Fuente: grundfos.com _____	17
Figura 5.2: Captura de pantalla del buscador de KSB. Fuente: ksb.com _____	18
Figura 5.3: Curva característica de la bomba de distribución seleccionada. Fuente: wilo.com _____	19
Figura 5.4: Curva característica de la bomba de distribución seleccionada. Fuente: flowserve.com _____	20
Figura 5.5: Bomba Zeox-FIRST V 12003-110-2 del fabricante Wilo. Fuente: wilo.com _____	21
Figura 6.1: Parámetros del modelo iSave 50 del fabricante Danfoss. Fuente: Danfoss iSave Selection Tool _____	23

Índice de tablas:

Tabla 1.1: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba. Fuente: Elaboración propia _____	1
Tabla 2.1: Punto de operación de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia _____	3
Tabla 2.2: Parámetros característicos de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia _____	3
Tabla 2.3: Punto de operación de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia _____	4
Tabla 2.4: Parámetros característicos de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia _____	4

Tabla 2.5: Punto de operación de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia	5
Tabla 2.6: Parámetros característicos de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia	5
Tabla 2.7: Punto de operación de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia	6
Tabla 2.8: Parámetros característicos de la bomba de captación Flowserve. Fuente: Elaboración propia	6
Tabla 2.9: Resumen selección por fabricantes bomba de captación. Fuente: Elaboración propia	7
Tabla 3.1: Punto de operación de la bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia	8
Tabla 3.2: Punto de operación de la bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia	9
Tabla 3.3: Punto de operación de la bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia	9
Tabla 3.4: Punto de operación de la bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia	10
Tabla 3.5: Parámetros característicos de la bomba de alta presión Flowserve. Fuente: Elaboración propia	10
Tabla 3.6: Resumen selección por fabricantes bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia	11
Tabla 4.1: Punto de operación de la bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia	12
Tabla 4.2: Parámetros característicos de la bomba de recirculación Grundfos. Fuente: Elaboración propia	12
Tabla 4.3: Punto de operación de la bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia	13
Tabla 4.4: Parámetros característicos de la bomba de recirculación KSB. Fuente: Elaboración propia	13
Tabla 4.5: Punto de operación de la bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia	14
Tabla 4.6: Parámetros característicos de la bomba de recirculación Wilo. Fuente: Elaboración propia	14
Tabla 4.7: Punto de operación de la bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia	15
Tabla 4.8: Parámetros característicos de la bomba de recirculación Flowserve. Fuente: Elaboración propia	15
Tabla 4.9: Resumen selección por fabricantes bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia	16
Tabla 5.1: Punto de operación de la bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia	17
Tabla 5.2: Parámetros característicos de la bomba de distribución Grundfos. Fuente: Elaboración propia	17

Tabla 5.3: Punto de operación de la bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia _____	18
Tabla 5.4: Punto de operación de la bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia _____	19
Tabla 5.5: Parámetros característicos de la bomba de distribución Wilo. Fuente: Elaboración propia _____	19
Tabla 5.6: Punto de operación de la bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia _____	20
Tabla 5.7: Parámetros característicos de la bomba de distribución Flowserve. Fuente: Elaboración propia _____	20
Tabla 5.8: Resumen selección por fabricantes bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia _____	21
Tabla 6.1: Modelos de bombas seleccionadas para la EDAM. Fuente: Elaboración propia _____	22
Tabla 6.2: Modelos de bombas definitivos seleccionadas para la EDAM. Fuente: Elaboración propia _____	23

1. INTRODUCCIÓN TEÓRICA

En el presente anexo, se elegirán las bombas más adecuadas para nuestro diseño mediante diferentes fabricantes de bombas, introduciendo los datos que se obtuvieron en el anexo V (fig. 1.1).

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	91,3	26,1
Bomba de alimentación	209	699,8	30,5
Bomba de recirculación	105	46,1	704,7
Bomba de distribución	105	184,5	10,1
Bomba de rechazo	No requiere diseño debido a $H_b < 0$		

Tabla 1.1: Resumen de parámetros necesarios para la selección de bomba. Fuente: Elaboración propia

Los fabricantes escogidos serán Grundfos, KSB, Wilo y Flowserve. Todos los fabricantes tienen un gran prestigio, y todos, poseen de un selector de bombas donde introduciendo diferentes parámetros requeridos se calcula y selecciona automáticamente la bomba adecuada.



Figura 1.1: Imágenes de los logotipos de los diferentes fabricantes seleccionados. Fuente: google.es

Se seleccionará las bombas en función de un equilibrio entre el ahorro energético y los rendimientos de estas. Para ello es necesario conocer varios parámetros como son:

- Potencia absorbida (P_1): Se trata de la potencia eléctrica que consume la propia bomba para accionar el eje, depende principalmente de las características de trabajo, del caudal y de la altura manométrica de la bomba.
- Potencia en el eje (P_2): Es la potencia entregada al fluido a través del eje de la turbina de la bomba.
- Rendimiento total de la bomba (η_{total}): La expresión del rendimiento total del grupo motor-bomba viene expresado:

$$\eta_{total} = \eta_{hidráulico} * \eta_{motor} * \eta_{orgánico} * \eta_{volumétrico} \quad (1.1)$$

- Rendimiento hidráulico o manométrico ($\eta_{hidráulico}$): Asociadas a las pérdidas por rozamiento y los cambios de dirección. Es la relación entre la energía entregada en el eje de la turbina y la hidráulica absorbida por el rodete.
- Rendimiento del motor (η_{motor}): Cuantifica las pérdidas energéticas en el motor eléctrico, se obtiene la relación entre la potencia eléctrica consumida (potencia absorbida) y la potencia en el eje.

$$H_{motor} (\%) = P_2 / P_1 * 100 \quad (1.2)$$

- Rendimiento orgánico ($\eta_{orgánico}$): Son pérdidas ocasionadas por el rozamiento del eje con los prensaestopas, los cojinetes o el fluido en las holguras entre el rodete y la carcasa. Todo esto hace que la potencia que se necesita suministrar en el eje de la bomba sea mayor. En el análisis se supondrá 1, debido a que el fabricante suele proporcionar el rendimiento total y el del motor habitualmente, con lo cual este apartado lo podemos englobar dentro del rendimiento hidráulico.
- Rendimiento volumétrico ($\eta_{volumétrico}$): En teoría, una bomba suministra una cantidad de fluido igual al caudal que mueve. En realidad, el caudal desplazado siempre suele ser menor, debido a fugas internas. A medida que aumenta la presión, las fugas también aumentan, y por lo tanto el rendimiento volumétrico disminuye. Igual que el rendimiento orgánico, lo supondremos de valor 1, debido a que el fabricante suele proporcionar el rendimiento total y el del motor habitualmente, con lo cual este apartado lo podemos englobar dentro del rendimiento hidráulico.

2. SELECCIÓN BOMBA DE CAPTACIÓN

2.1. Mejor elección del fabricante Grundfos

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 2.1):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	91,3	26,1

Tabla 2.1: Punto de operación de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo SP 160-8, el cual, trabaja en un punto de operación de 105 m³/h, de altura máxima 92,1 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 2.1; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 3,35 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 26,09 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
40,33	33,19	65,1	82,3	79,1

Tabla 2.2: Parámetros característicos de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

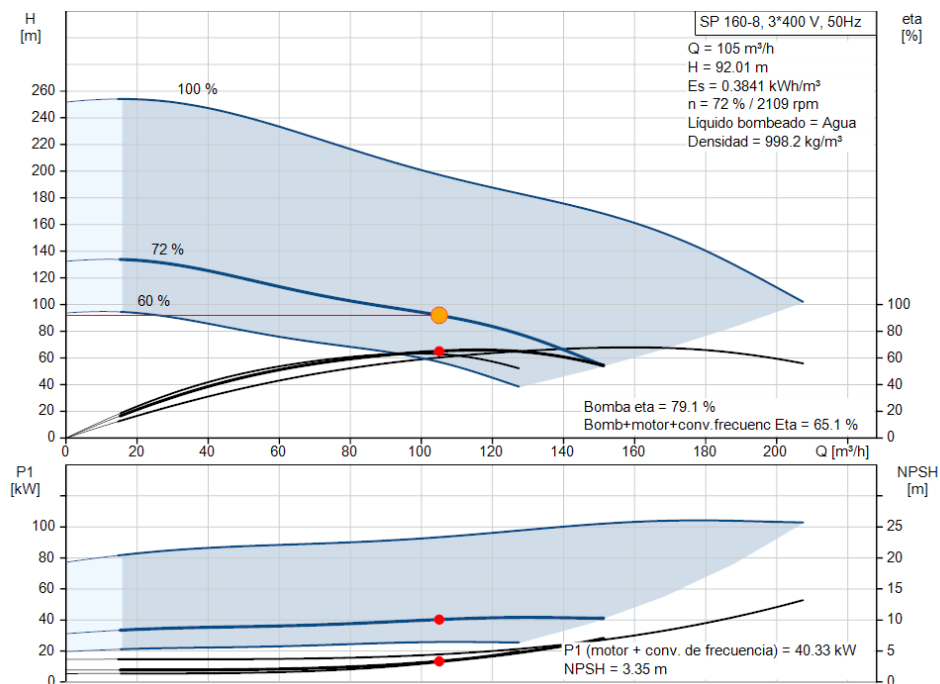


Figura 2.1: Curva característica de la bomba de captación seleccionada. Fuente: grundfos.com

2.2. Mejor elección del fabricante KSB

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 2.3):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	91,3	26,1

Tabla 2.3: Punto de operación de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo UPA 200B- 80, el cual, trabaja en un punto de operación de 105 m³/h, de altura máxima 93,45 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 2.4.; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 5,75 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 26,09 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
34,96	-	76,93	-	-

Tabla 2.4: Parámetros característicos de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

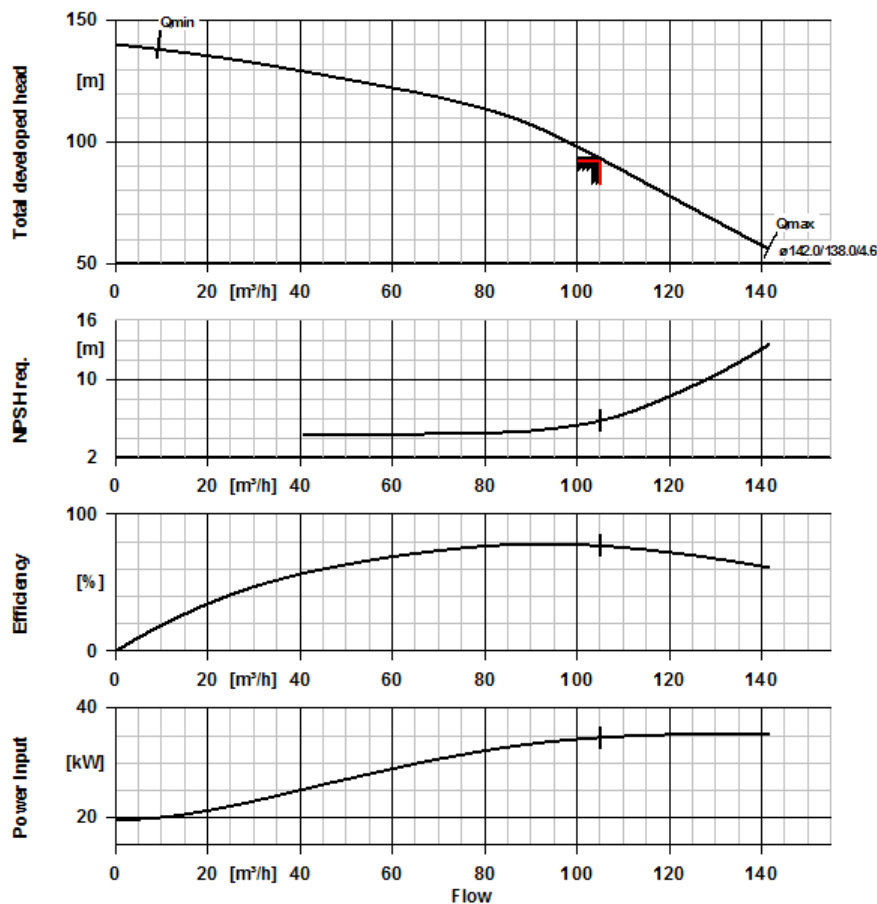


Figura 2.2: Curva característica de la bomba de captación seleccionada. Fuente: ksb.com

2.3. Mejor elección del fabricante Wilo

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 2.5):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	91,3	26,1

Tabla 2.5: Punto de operación de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo K8.130, el cual, trabaja en un punto de operación de 105,7 m³/h, de altura máxima 93,31 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 2.6; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 4,048 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 26,09 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
39,33	34,37	78,83	90,2	87,39

Tabla 2.6: Parámetros característicos de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

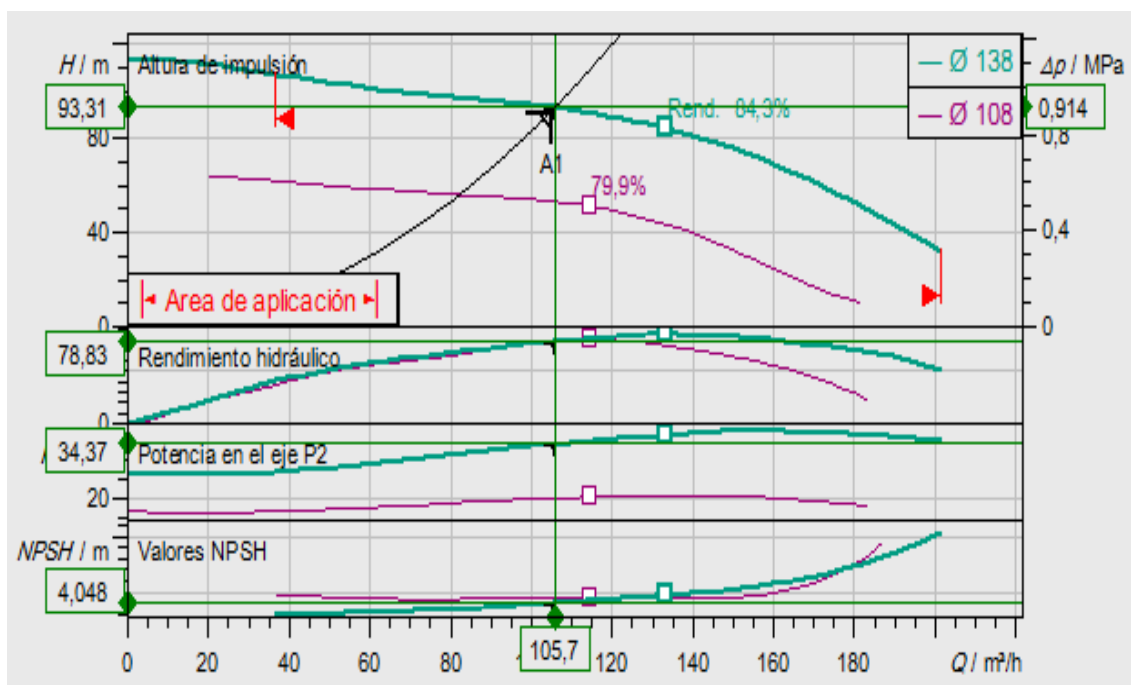


Figura 2.3: Curva característica de la bomba de captación seleccionada. Fuente: wilo.com

2.4. Mejor elección del fabricante Flowserve

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 2.7):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de captación	105	91,3	26,1

Tabla 2.7: Punto de operación de la bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo 10EGY/10EMM, el cual, trabaja en un punto de operación de 126.1 m³/h, de altura máxima 92 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 2.8; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 0,85 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 26,09 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
37,3	34,3	80,2	87,21	91,96

Tabla 2.8: Parámetros característicos de la bomba de captación Flowserve. Fuente: Elaboración propia

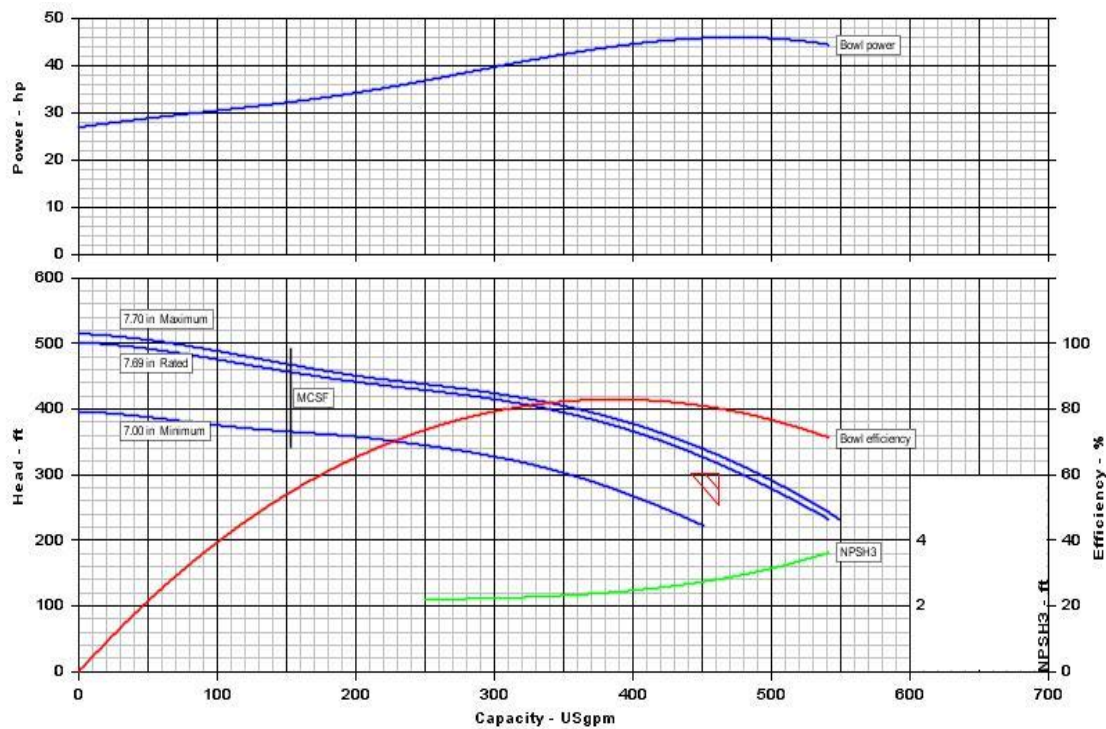


Figura 2.4: Curva característica de la bomba de captación seleccionada. Fuente: flowserve.com

2.5. Elección final de la bomba de captación

Como resultado de este apartado tenemos la siguiente selección de bombas:

Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Grundfos	SP 160-8	40,33	65,1
KSB	UPA 200B-80	34,96	76,93
Wilo	K8.130	39,33	78,83
Flowserve	10EGY/10EMM	37,3	80,2

Tabla 2.9: Resumen selección por fabricantes bomba de captación. Fuente: Elaboración propia

Entre los resultados obtenidos, la bomba UPA 200B-80 del fabricante KSB es la elección más adecuada en comparación con las otras bombas seleccionadas; esta trabaja en un punto de operación de 105 m³/h, ofrece una altura máxima 93,45 m, la potencia absorbida es de 34,96 kW con un rendimiento del 76,93%



Figura 2.5: Bomba UPA 200B-80 del fabricante KSB. Fuente: ksb.com

3. SELECCIÓN BOMBA DE ALTA PRESIÓN

3.1. Mejor elección del fabricante Grundfos

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 3.1):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de alimentación	105	699,8	30,5

Tabla 3.1: Punto de operación de la bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia

Al introducir todos los parámetros necesarios en el selector de bombas ofrecido por el fabricante Grundfos, nos encontramos con la situación expuesta en la figura 3.1, donde se observa que, para los valores introducidos, para una aplicación industrial como es el proceso de ósmosis inversa, no se muestra ningún resultado que cumpla con las necesidades que debe de poseer la bomba de alta presión.

Seleccione el tipo de instalación Ósmosis inversa - Aplicaciones industriales

Presión de alimentación previa bar

Presión de alimentación bar

Caudal permeado m³/h

Pérdida de presión bar

Recuperación %

Densidad kg/m³

Criterio de evaluación Precio del sistema
 Consumo de energía
 Precio + Costes de la energía

[ESPECIFICAR MÁS](#) [0 RESULTADOS](#)

Figura 3.1: Captura de pantalla del buscador de Grundfos. Fuente: grundfos.com

3.2. Mejor elección del fabricante KSB

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 3.2):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de alimentación	105	699,8	30,5

Tabla 3.2: Punto de operación de la bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia

Situación similar a la encontrada en el caso del fabricante Grundfos, nos encontramos con la situación expuesta en la figura 3.2, donde se observa que, para los valores introducidos, para una aplicación industrial como es el proceso de ósmosis inversa, no se muestra ningún resultado que cumpla con las necesidades que debe de poseer la bomba de alta presión.

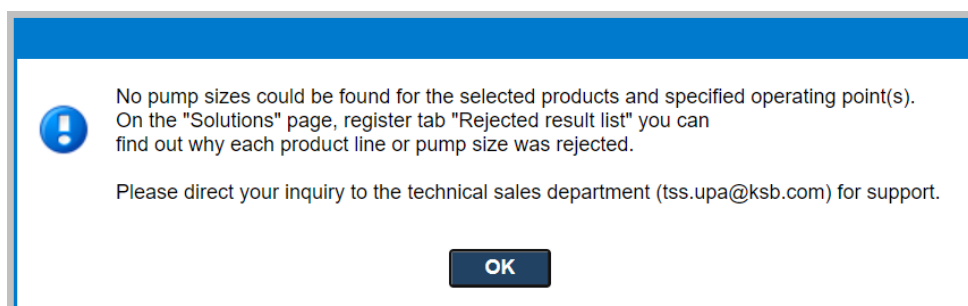


Figura 3.2: Captura de pantalla del buscador de KSB. Fuente: ksb.co

3.3. Mejor elección del fabricante Wilo

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 3.3):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de alimentación	105	699,8	30,5

Tabla 3.3: Punto de operación de la bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia

Situación similar a la encontrada en el caso del fabricante Grundfos y KSB, nos encontramos con la situación expuesta en la figura 3.3, donde se observa que, para los valores introducidos, para una aplicación industrial como es el proceso de ósmosis inversa, no se muestra ningún resultado que cumpla con las necesidades que debe de poseer la bomba de alta presión.

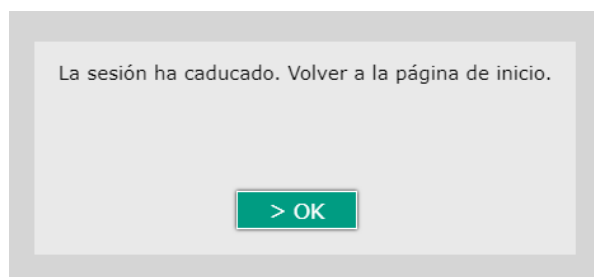


Figura 3.3: Captura de pantalla del buscador de Wilo. Fuente: wilo.com

3.4. Mejor elección del fabricante Flowserve

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 3.4):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de alimentación	105	699,8	30,5

Tabla 3.4: Punto de operación de la bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo MSH-065-D, el cual, trabaja en un punto de operación de 126,1 m³/h, de altura máxima 700 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 3.4; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 3,87 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 30,53 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
286,349	271,435	73,7	77,75	94,79

Tabla 3.5: Parámetros característicos de la bomba de alta presión Flowserve. Fuente: Elaboración propia

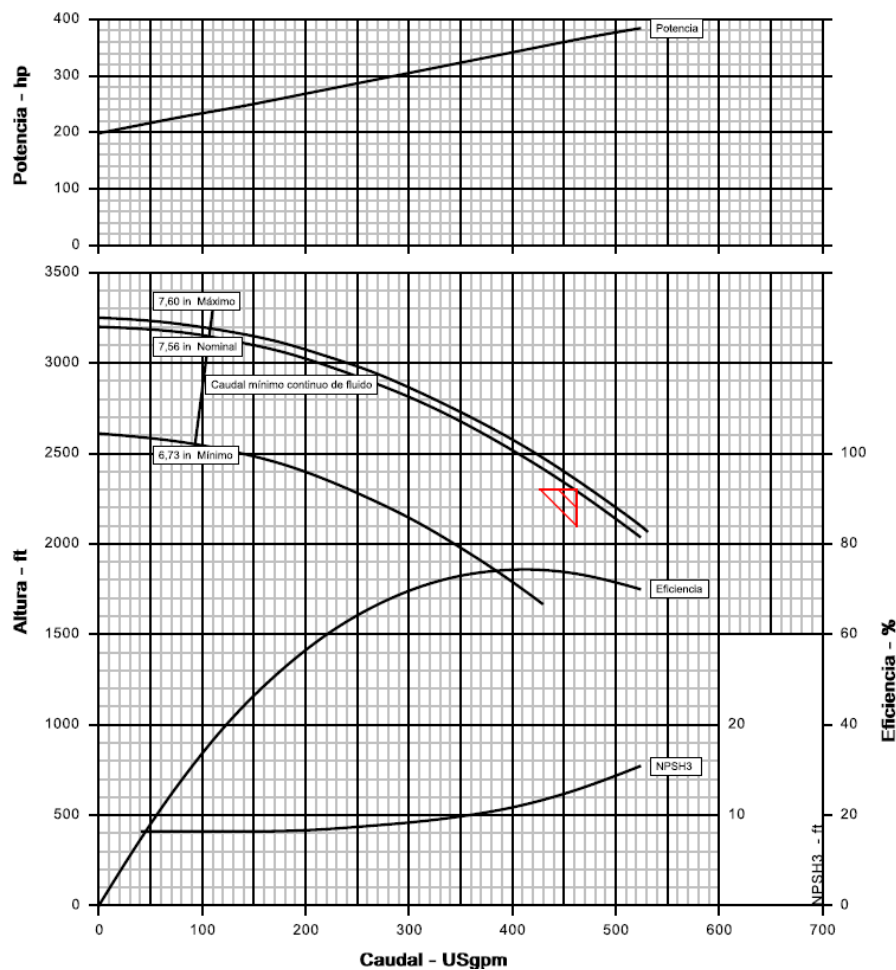


Figura 3.4: Curva característica de la bomba de alta presión seleccionada. Fuente: flowserve.com

3.5. Elección final de la bomba de alta presión

Como resultado de este apartado tenemos la siguiente selección de bombas:

Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Grundfos	-	-	-
KSB	-	-	-
Wilo	-	-	-
Flowserve	MSH-065-D	286,35	73,7

Tabla 3.6: Resumen selección por fabricantes bomba de alta presión. Fuente: Elaboración propia

El único resultado obtenido en este estudio es la bomba MSH-065-D del fabricante Flowserve es la elección más adecuada en comparación con las otras bombas seleccionadas; esta trabaja en un punto de operación de 126,1 m³/h, ofrece una altura máxima 700 m, la potencia absorbida es de 238,35 kW con un rendimiento del 73,7%.



Figura 3.5: Bomba MSH-065-D del fabricante Flowserve. Fuente: flowserve.com

4. SELECCIÓN BOMBA DE RECIRCULACIÓN

4.1. Mejor elección del fabricante Grundfos

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 4.1):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de recirculación	105	46,1	704,7

Tabla 4.1: Punto de operación de la bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo CR 95-3-2, el cual, trabaja en un punto de operación de 105 m³/h, de altura máxima 47 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 4.1; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 3,59 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 704,69 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
18,9	17,68	71,0	93,5	75,9

Tabla 4.2: Parámetros característicos de la bomba de recirculación Grundfos. Fuente: Elaboración propia

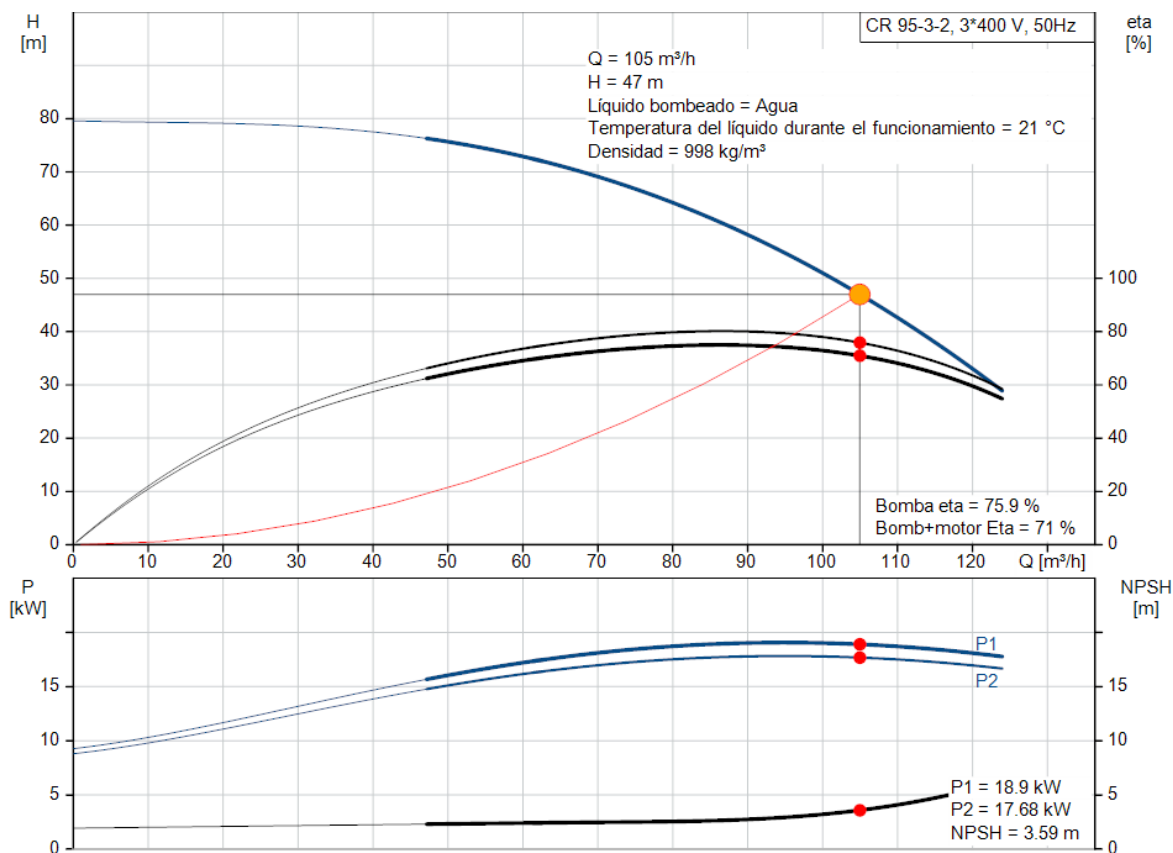


Figura 4.1: Curva característica de la bomba de recirculación seleccionada. Fuente: grundfos.com

4.2. Mejor elección del fabricante KSB

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 4.3):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de recirculación	105	46,1	704,7

Tabla 4.3: Punto de operación de la bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo MovitecV F125/021B1X35CS180A5VW, el cual, trabaja en un punto de operación de 105,83 m³/h, de altura máxima 47,75 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 4.4; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 3,67 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 704,69 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
17,86	-	76,92	-	-

Tabla 4.4: Parámetros característicos de la bomba de recirculación KSB. Fuente: Elaboración propia

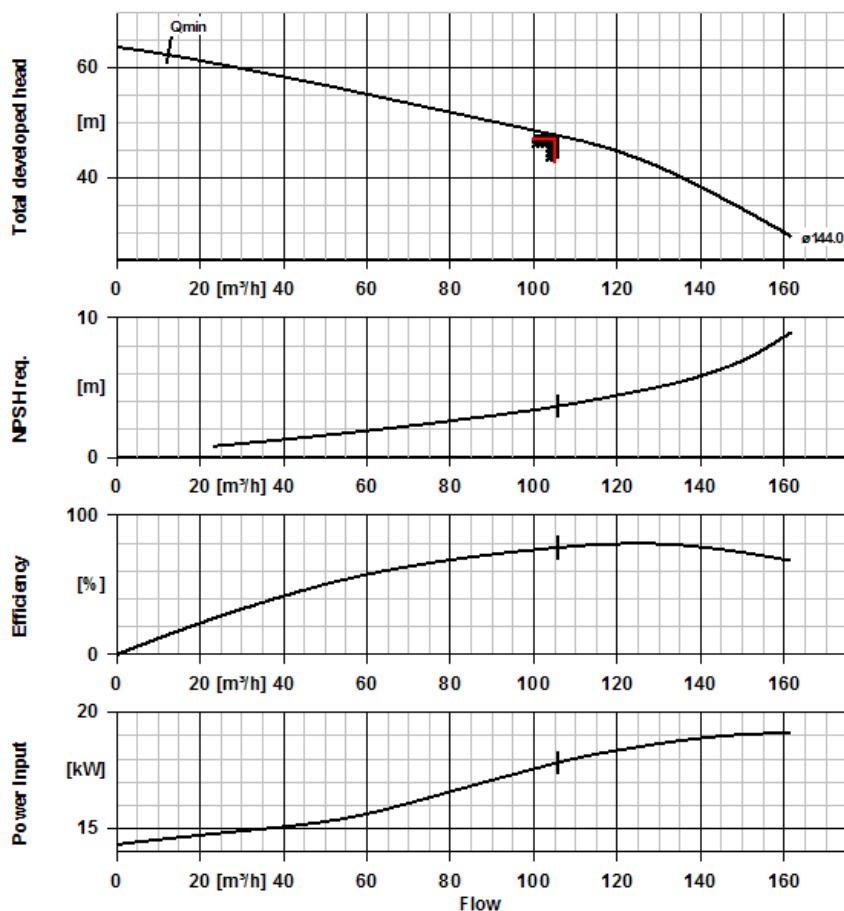


Figura 4.2: Curva característica de la bomba de recirculación seleccionada. Fuente: ksb.com

4.3. Mejor elección del fabricante Wilo

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 4.5):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de recirculación	105	46,1	704,7

Tabla 4.5: Punto de operación de la bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo Atmos GIGA-N 100/200-30/2, el cual, trabaja en un punto de operación de 105 m³/h, de altura máxima 47 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 4.6; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 3,503 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 704,69 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
22,86	21,38	58,73	62,8	93,53

Tabla 4.6: Parámetros característicos de la bomba de recirculación Wilo. Fuente: Elaboración propia

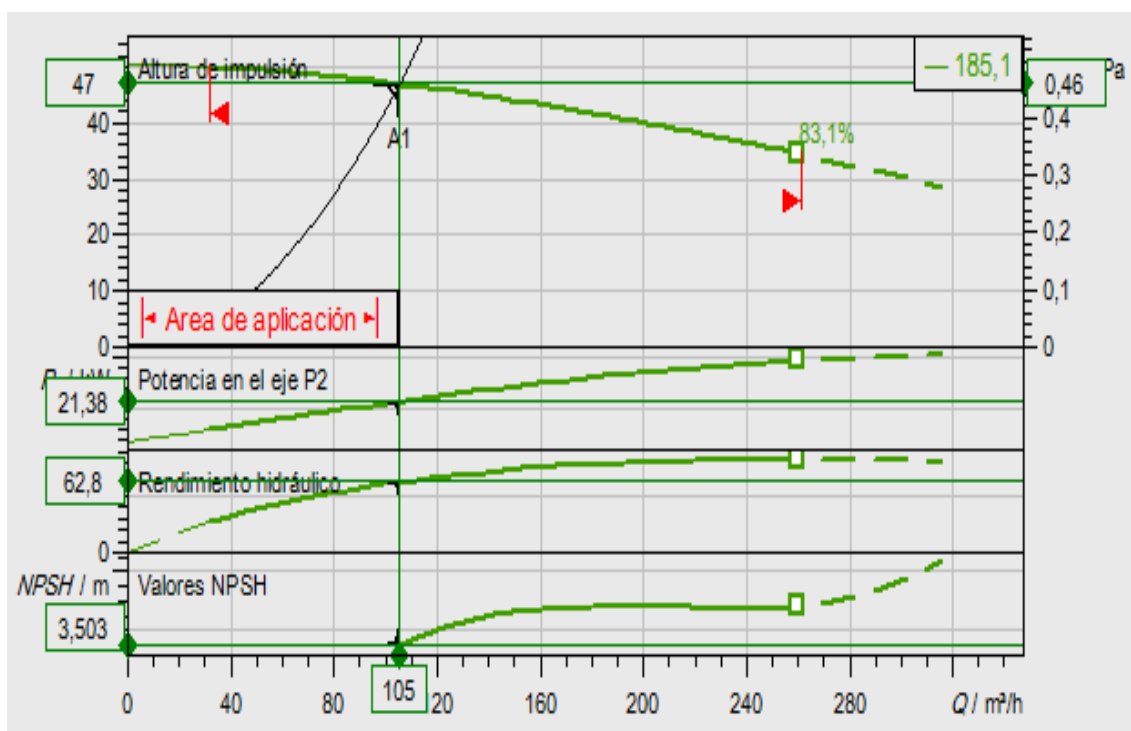


Figura 4.3: Curva característica de la bomba de recirculación seleccionada. Fuente: wilo.com

4.4. Mejor elección del fabricante Flowserve

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 4.7):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de recirculación	105	46,1	704,7

Tabla 4.7: Punto de operación de la bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo 3WCH14-1S, el cual, trabaja en un punto de operación de 126,3 m³/h, de altura máxima 47 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 4.8; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 2,53 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 704,69 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
23,49	21,25	63,2	69,85	90,48

Tabla 4.8: Parámetros característicos de la bomba de recirculación Flowserve. Fuente: Elaboración propia

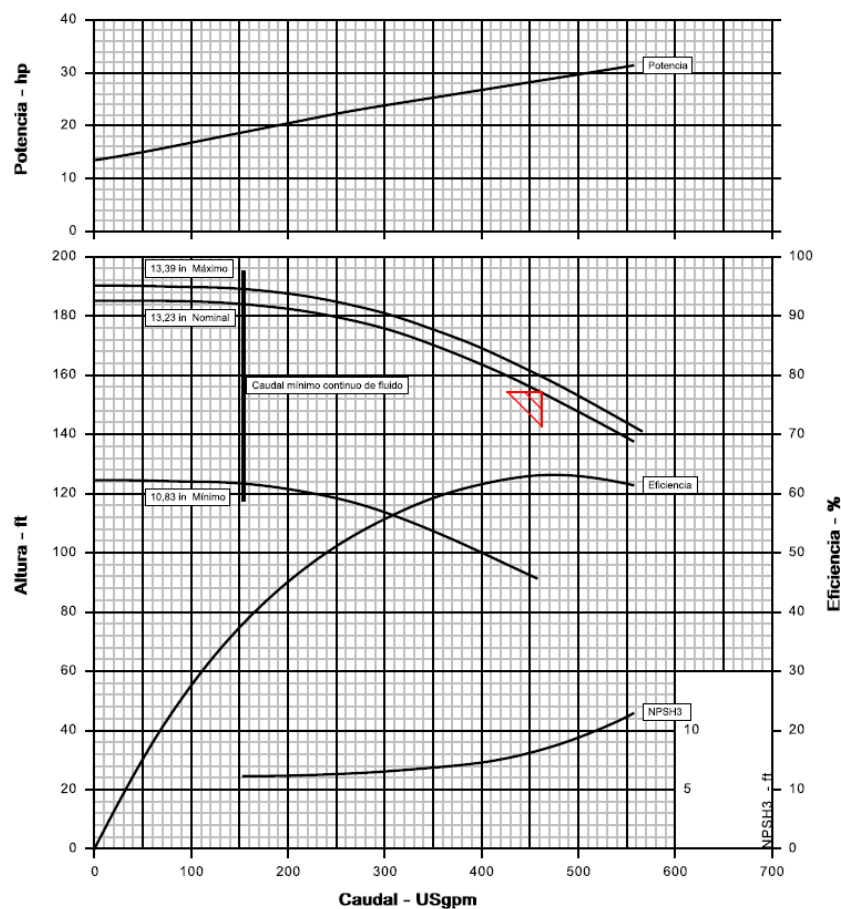


Figura 4.4: Curva característica de la bomba de recirculación seleccionada. Fuente: flowserve.com

4.5. Elección final de la bomba de recirculación

Como resultado de este apartado tenemos la siguiente selección de bombas:

Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Grundfos	CR 95-3-2	18,9	71,0
KSB	MovitecV F125/021B1X35CS180A5VW	17,86	76,92
Wilo	Atmos GIGA-N 100/200-30/2	22,86	58,73
Flowserve	3WCH14-1S	23,49	63,2

Tabla 4.9: Resumen selección por fabricantes bomba de recirculación. Fuente: Elaboración propia

Entre los resultados obtenidos, la bomba MovitecV F125/021B1X35CS180A5VW del fabricante KSB es la elección más adecuada en comparación con las otras bombas seleccionadas; esta trabaja en un punto de operación de 105,83 m³/h, ofrece una altura máxima 47,75 m, la potencia absorbida es de 17,86 kW con un rendimiento del 76,92%



Figura 4.5: Bomba MovitecV del fabricante KSB. Fuente: ksb.com

5. SELECCIÓN BOMBA DE DISTRIBUCIÓN

5.1. Mejor elección del fabricante Grundfos

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 5.1):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de distribución	105	184,5	10,1

Tabla 5.1: Punto de operación de la bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo CR 20-17 A-F-A-E-HQQE, el cual, trabaja en un punto de operación de 105 m³/h, de altura máxima 185 m y posee los parámetros característicos expuestos en la tabla 5.2; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 2,19 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 10,1 m. En esta ocasión nos propone el fabricante colocar cinco bombas de este modelo en paralelo como se muestra en la figura 5.1.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
78,25	71,32	67,54	74,10	91,14

Tabla 5.2: Parámetros característicos de la bomba de distribución Grundfos. Fuente: Elaboración propia

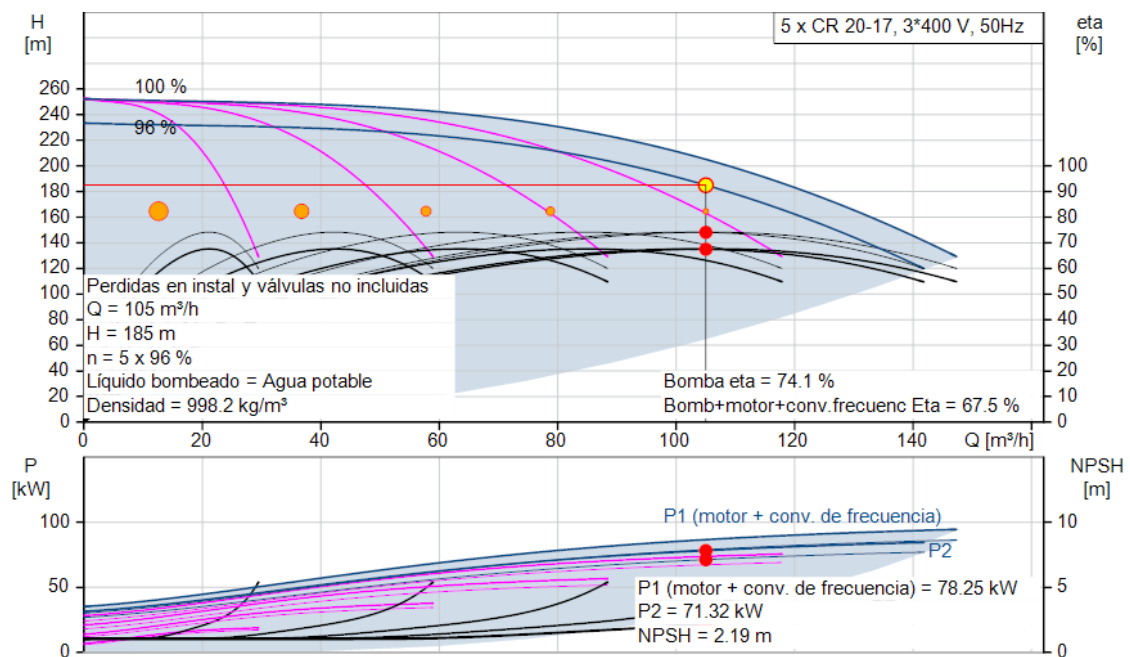


Figura 5.1: Curva característica de la bomba de distribución seleccionada. Fuente: grundfos.com

5.2. Mejor elección del fabricante KSB

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 5.3):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de distribución	105	184,5	10,1

Tabla 5.3: Punto de operación de la bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia

Nos encontramos con la situación expuesta en la figura 5.2, donde se observa que, para los valores introducidos, para una aplicación industrial como es el proceso de ósmosis inversa, no se muestra ningún resultado que cumpla con las necesidades que debe de poseer la bomba de alta presión.

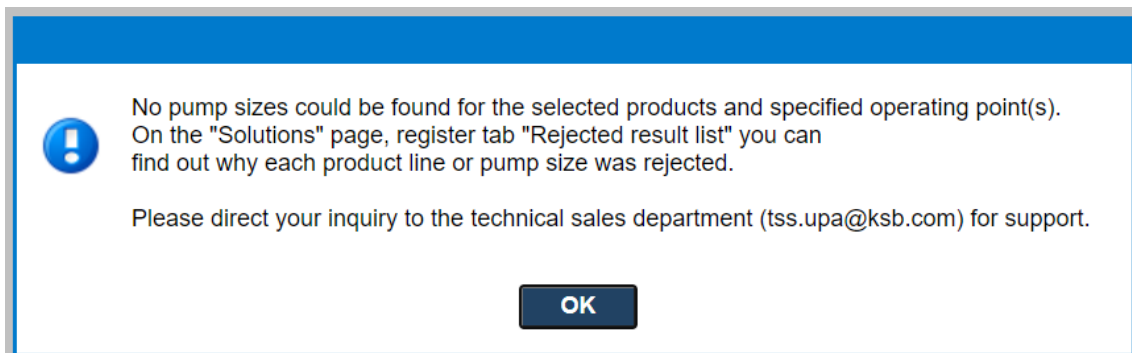


Figura 5.2: Captura de pantalla del buscador de KSB. Fuente: ksb.com

5.3. Mejor elección del fabricante Wilo

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 5.4):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de distribución	105	184,5	10,1

Tabla 5.4: Punto de operación de la bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo Zeox-FIRST V 12003-110-2, el cual, trabaja en un punto de operación de 106,6 m³/h, de altura máxima 190,7 m y posee los parámetros característicos expuestos en la figura 5.5; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 3,305 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 10,1 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
77,67	74,1	74,62	77,13	57,55

Tabla 5.5: Parámetros característicos de la bomba de distribución Wilo. Fuente: Elaboración propia

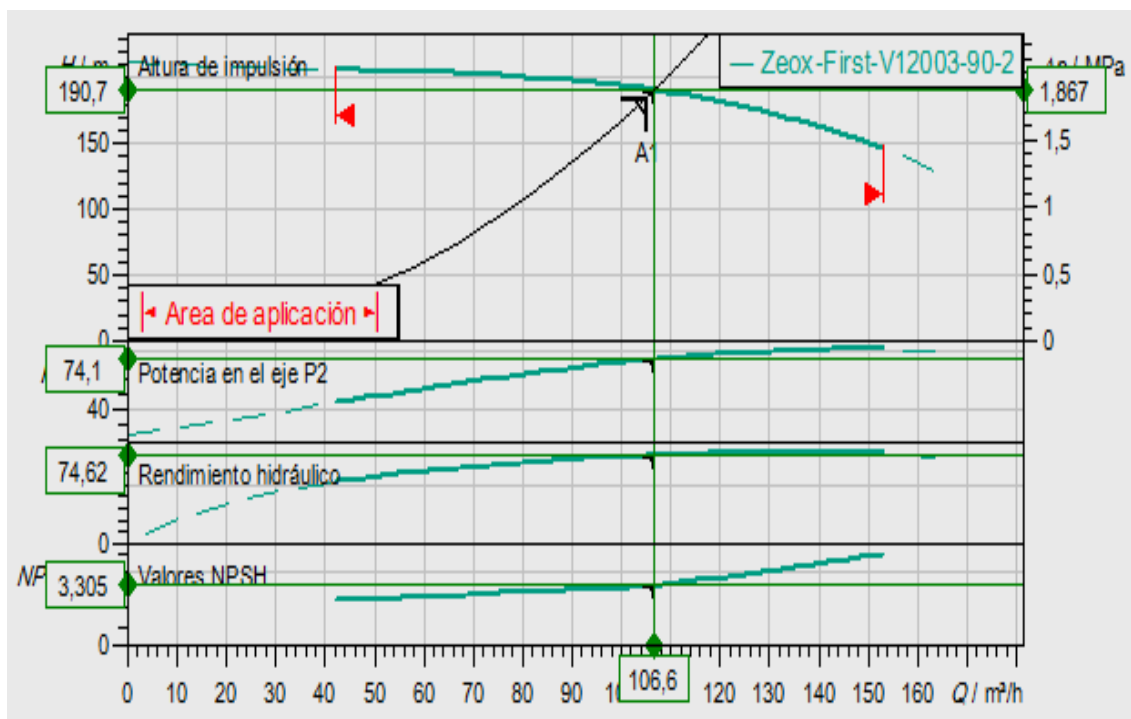


Figura 5.3: Curva característica de la bomba de distribución seleccionada. Fuente: wilo.com

5.4. Mejor elección del fabricante Flowserve

El punto de operación para dimensionar la bomba es (figura 5.6):

	Q (m ³ /h)	Hb (m)	NPSHd (m)
Bomba de distribución	105	184,5	10,1

Tabla 5.6: Punto de operación de la bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia

El fabricante propone la opción del modelo 3GT, el cual, trabaja en un punto de operación de 126,1 m³/h, de altura máxima 185 m y posee los parámetros característicos expuestos en la figura 5.4; aparte, cumple con la condición para que no se produzca cavitación debido a que su NPSHr es 4,63 m, por tanto, menor que el NPSHd que es 10,1 m.

Potencia absorbida (kW)	Potencia en el eje (kW)	Rendimiento total (%)	Rendimiento hidráulico (%)	Eficiencia del motor:
95,45	76,81	68,9	85,62	80,47

Tabla 5.7: Parámetros característicos de la bomba de distribución Flowserve. Fuente: Elaboración propia

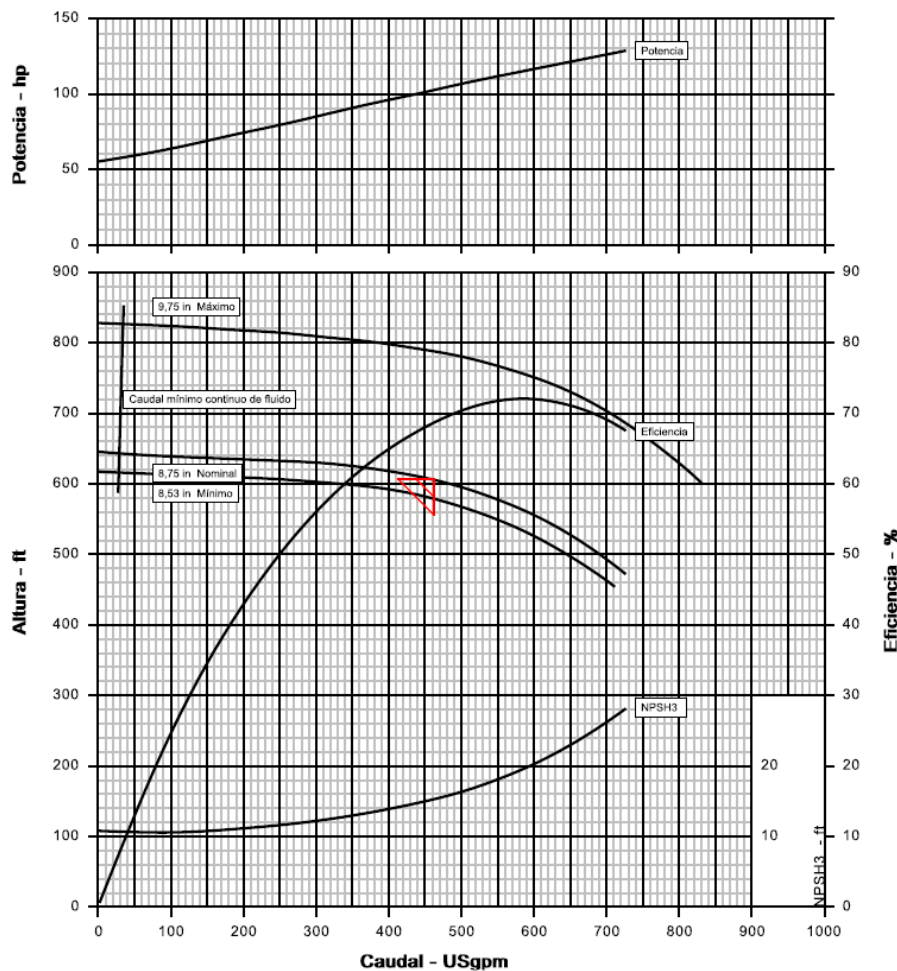


Figura 5.4: Curva característica de la bomba de distribución seleccionada. Fuente: flowserve.com

5.5. Elección final de la bomba de distribución

Como resultado de este apartado tenemos la siguiente selección de bombas:

Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Grundfos	5 x CR 20-17 A-F-A-E-HQQE	78,25	67,54
KSB	-	-	-
Wilo	Zeox-FIRST V 12003-110-2	77,67	74,62
Flowserve	3GT	95,45	68,9

Tabla 5.8: Resumen selección por fabricantes bomba de distribución. Fuente: Elaboración propia

Entre los resultados obtenidos, la bomba Zeox-FIRST V 12003-110-2 del fabricante Wilo es la elección más adecuada en comparación con las otras bombas seleccionadas; esta trabaja en un punto de operación de 106,6 m³/h, ofrece una altura máxima 190,7 m, la potencia absorbida es de 77,67 kW con un rendimiento del 67,54%



Figura 5.5: Bomba Zeox-FIRST V 12003-110-2 del fabricante Wilo. Fuente: wilo.com

6. ELECCIÓN FINAL BOMBAS DE LA EDAM

En la tabla 6.1 se muestra un resumen de los modelos de bombas seleccionadas distinguiendo los tramos a los que sirven la bomba, el fabricante, el modelo y los parámetros más importantes que son la potencia absorbida, expresada en kW, y el rendimiento total de la bomba, expresada en porcentaje.

Todas las bombas que se han seleccionado teniendo en cuenta que no se produce la cavitación debido a que NPSHr de todas las bombas seleccionadas es menor al NSPHd en cada situación.

En el Anexo IX se encuentran disponibles todas las fichas técnicas correspondientes a todas las bombas seleccionadas.

Tramo	Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Captación	KSB	UPA 200B-80	34,96	76,93
Alimentación	Flowserve	MSH-065-D	286,349	73,7
Recirculación	KSB	MovitecV F125/021B1X35CS180A5V W	17,86	76,92
Distribución	Wilo	Zeox-FIRST V 12003-110-2	77,67	74,62

Tabla 6.1: Modelos de bombas seleccionadas para la EDAM. Fuente: Elaboración propia

La bomba de recirculación seleccionada en este anexo ha sido dimensionada mediante los parámetros que facilita el fabricante Energy Recovery en la plantilla de Excel que proporciona para poder elegir el recuperador de energía apropiado para el diseño planteado en San Sebastián de La Gomera. Una vez seleccionada la bomba de recirculación para nuestro sistema, debemos compararla con la bomba que incorpora el recuperador de energía proporcionado por el fabricante Danfoss (fig. 6.1). Se observa que la bomba integrada que ofrece el modelo iSave 50 de Danfoss consume 10,4 kW, mientras que la mejor selección de la bomba de recirculación del fabricante KSB tiene un consumo de 17,86 kW.

Finalmente, se selecciona el fabricante Danfoss para suministrar tanto el recuperador de energía, como la bomba que integra el mismo en el modelo iSave 50. Por tanto, se obtiene la tabla 6.2 con el resumen de las bombas seleccionadas definitivamente.

iSave	
Size	iSave50
Number of units	2
iSave unit HP inlet flow	52,1 m³/h
Salinity increase @ memb	2,8 %
iSave total lubrication flow	2,74 m³/h
iSave total lubrication flow	2,6 %
iSave efficiency	94,5 %
iSave power savings	300,2 kW
iSave rotational speed	624 rpm
Motor efficiency	92 %
VFD efficiency	100 %
Power consumed	10,40 kW

Figura 6.1: Parámetros del modelo iSave 50 del fabricante Danfoss. Fuente: Danfoss iSave Selection Tool

Tramo	Fabricante	Modelo	Potencia absorbida (kW)	Rendimiento total (%)
Captación	KSB	UPA 200B-80	34,96	76,93
Alimentación	Flowserve	MSH-065-D	286,349	73,7
Recirculación	Danfoss	iSave50	10,4	-
Distribución	Wilo	Zeox-FIRST V 12003-110-2	77,67	74,62

Tabla 6.2: Modelos de bombas definitivos seleccionadas para la EDAM. Fuente: Elaboración propia



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO VII:

**DISEÑO DEL SISTEMA DE
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO**

TRABAJO FINAL DE GRADO:

**DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice de contenidos:

1. INTRODUCCIÓN SISTEMA ABASTECIMIENTO MIXTO.....	1
2. CONSUMO ENERGÉTICO TOTAL EDAM.....	2
3. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EÓLICO	2
3.1. Estudio del recurso eólico	2
3.1.1. Distribución de Weibull.....	3
3.1.2. Orientación del aerogenerador.....	5
3.1.3. Curva de potencia	8
3.2. Selección de aerogeneradores	8
3.2.1. Lista completa de modelos disponibles del ITC	8
3.2.2. Análisis modelos disponibles en el mercado actualmente	12
3.3. Resultados y selección final	15
4. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO SOLAR FOTOVOLTAICO.....	18
4.1. Introducción	18
4.2. Recurso energético	19
4.3. Orientación del panel fotovoltaico	20
4.4. Selección del módulo fotovoltaico	22
4.5. Elección del inversor	24
4.6. Cálculo de grupos y determinación de la potencia final	25

Índice de figuras

Figura 3.1: Coordenadas y parámetros del recurso eólico. Fuente: Grafcan	3
Figura 3.2: Gráfica de la relación entre velocidades del viento y sus frecuencias en tanto por ciento. Fuente: Elaboración propia.	4
Figura 3.3: Ubicación seleccionada en la web globalwindatlas.info. Fuente: globalwindatlas.info	5
Figura 3.4: Rosas de viento en la ubicación seleccionada. Fuente: globalwindatlas.info	6
Figura 3.5: Dirección predominante del viento. Fuente: itccanarias.org	6
Figura 3.6: Parámetros tabulados según coordenadas UTM. Fuente: itccanarias.org	7
Figura 3.7: Disponibilidad de diferentes modelos. Fuente: thewindpower.net	9
Figura 3.8: Captura de pantalla de los parámetros introducidos para la obtención de la energía anual estimada para el modelo Enercon E-82 en su altura de góndola mínima. Fuente: ITC	13

Figura 3.9: Captura de pantalla de los parámetros introducidos para la obtención de la energía anual estimada para el modelo Enercon E-82 en su altura de góndola máxima. Fuente: ITC	13
Figura 3.10: Curva de potencia del aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net	17
Figura 3.11: Imágenes del aerogenerador Enercon E48/800 dispuesto en ubicaciones reales. Fuente: thewindpower.net	17
Figura 3.12: Imágenes del aerogenerador Enercon E48/800 dispuesto en ubicaciones reales. Fuente: thewindpower.net	18
Figura 4.1: Captura de pantalla acerca la consulta del mapa de radiación solar a través del visor Grafcan. Fuente: grafcan.es	19
Figura 4.2: Grafica ilustrativa de la radiación horizontal en la ubicación en la provincia de Santa Cruz de Tenerife seleccionada. Fuente: grafcan.es	20
Figura 4.3: Datos geográficos y climatológicos dispuestos en el Excel. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"	20
Figura 4.4: Cálculo de radiación para el lugar seleccionado con los datos determinados. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"	22
Figura 4.5: Variable de diseño seleccionada en función de periodo de diseño. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"	22
Figura 4.6: Diferentes fabricantes de módulos solares fotovoltaicos. Fuente: google.es	23
Figura 4.7: Datos introducidos del modelo HIT®+(340) HIT® del fabricante Panasonic. Fuente: eu-solar.panasonic.net	23
Figura 4.8: Datos introducidos del modelo Maxeon 3 del fabricante SunPower. Fuente: sunpower.maxeon.com	23
Figura 4.9: Datos introducidos de modelo A-330P del fabricante Atersa. Fuente: atersa.shop	23
Figura 4.10: Selección del tipo de tecnología aplicada al sistema de captación solar. Fuente: libro	24
Figura 4.11: Datos dispuestos del inversor seleccionado. Fuente: atersa.shop	25
Figura 4.12: Cálculo de pérdidas realizado en el Excel de trabajo. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011".	28
Figura 4.13: Determinación del número de módulos en serie y el número de ramas en paralelo. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011".	28
Figura 4.14: Resultados finales obtenidos con 1 grupo. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"	29
Figura 4.15: Resultados finales obtenidos con 36 grupos. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"	30
Figura 4.16: Número de grupos y potencias finales obtenidas. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"	30

Índice de tablas:

Tabla 2.1: Consumo energético total de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.	2
Tabla 3.1: Valores de velocidades del viento y sus frecuencias en tanto por ciento. Fuente: Elaboración propia.	4
Tabla 3.2: Tabla disponibilidad modelos seleccionables del ITC. Fuente: thewindpower.net	12
Tabla 3.3: Alturas mínimas, alturas máximas de la góndola y potencias nominales. Fuente: Thewindpower.net	12
Tabla 3.4: Energía anual generada en función de las alturas mínimas y máximas. Fuente: Elaboración propia.	12
Tabla 3.5: Porcentaje de abastecimiento del aerogenerador con respecto el consumo energético de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.	14
Tabla 3.6: Exceso energético en cada aerogenerador con respecto el consumo energético de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.	14
Tabla 3.7: Evaluación del factor de carga de cada aerogenerador con su góndola dispuesta en la altura mínima. Fuente: Elaboración propia.	15
Tabla 3.8: Evaluación del factor de carga de cada aerogenerador con su góndola dispuesta en la altura máxima. Fuente: Elaboración propia.	15
Tabla 3.9: Datos generales aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net	16
Tabla 3.10: Datos del rotor aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net	16
Tabla 3.11: Datos disponibles de la caja de cambios aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net	16
Tabla 3.12: Datos disponibles del generador del aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net	16
Tabla 3.13: Datos disponibles de la torre del aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net	17
Tabla 4.1: Tabla comparativa de potencia nominal y eficiencia entre los diferentes modelos seleccionados. Fuente: Elaboración propia.	24
Tabla 4.2: Valores de eficiencia en función de la potencia del inversor. Fuente: libro.	27
Tabla 4.3: Resumen de solución adoptada para el abastecimiento energético mediante energía solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.	30

1. INTRODUCCIÓN SISTEMA ABASTECIMIENTO MIXTO

El objeto principal del proyecto a la hora de plantear el abastecimiento energético que tendrá la estación desaladora de agua de mar es realizar un abastecimiento mixto, combinando los sistemas eólicos y solares.

Por consiguiente, se plantea diferentes escenarios debido a que la producción energética en este tipo de energías renovables no es constante ni uniforme en función de las horas del día, por ello, distinguimos una situación para el abastecimiento diurno y otra para el nocturno, debido a que en este último el recurso eólico disminuye notablemente y que, en cuanto a solar, como es obvio, no se dispone en este periodo solar.

En cuanto a el suministro diurno, es necesario que el clima del área donde se ubica el sistema asegure muy pocos días al año durante los cuales los recursos y la energía solar sean cero o mínimos. Por lo que la gran mayoría del abastecimiento diurno, período en la tarifa eléctrica es más caro, será, en su mayor parte, suministrado por las energías renovables.

Para el dimensionamiento, el objetivo será alcanzar el objetivo de asegurar el 100% de la demanda de la planta desaladora de agua marina, ni se buscará una generación mayor (sobredimensionamiento), ni inferior (infradimensionamiento), ya que los valores de referencia serán medias anuales, y, como ya se mencionó, estas energías 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. En cuanto al eólico, varía de forma irregular con el transcurso del tiempo. Por estas circunstancias, el trabajar con valores promedios asegura los resultados más realistas, donde, habrá días o momentos de déficit, pero también otros de excedente energético.

Por otra parte, el suministro nocturno no puede ser cubierto en su totalidad por las energías renovables a estudiar, por lo que se requiere de un sistema de acumulación de energía que, en conjunto con el menor aprovechamiento del recurso eólico por el aerogenerador, se reduzca al máximo posible la utilización de la energía suministrada por la red. 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.

La idea inicial es partir de un reparto equitativo del abastecimiento para ambos sistemas del 50%, sin embargo, finalmente se adoptó un reparto de aproximadamente 100% para energía eólica y 20% para solar, principalmente motivado por la gran extensión del campo solar requerido y como suministro extra ante las posibles irregularidades del viento.

2. CONSUMO ENERGÉTICO TOTAL EDAM

Se asume un uso continuo de las bombas durante las 24 horas, y los 365 días que tiene el año. Son conocidas las potencias absorbidas por las bombas en todo el sistema, por tanto, se obtiene la tabla 2.1., donde se observa que la potencia absorbida por las bombas de alimentación será el doble debido al uso continuo de dos bombas para la obtención del agua de captación, la tercera bomba se utilizará a modo de reserva por si existe algún problema con las otras dos en uso.

Tramo	Potencia absorbida (kW)	Consumo específico (kWh/m ³)	Consumo anual (MWh/año)	Porcentaje respecto al total (%)
Captación (x2)	69,92	0,34	612,50	15,74%
Alimentación	286,349	2,75	2508,42	64,44%
Recirculación	10,4	0,10	91,10	2,34%
Distribución	77,67	0,75	680,39	17,48%
Total	444,34	3,93	3892,41	100,00%

Tabla 2.1: Consumo energético total de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.

El consumo de energía específica de la estación desaladora de agua de mar es de 3,93 kWh/m³, un valor habitual en las desaladoras de este tamaño, y un consumo anual de 3892,41 MWh al año. Todo el consumo energético debe de ser suministrado en su totalidad por el sistema de abastecimiento de energía del proyecto, en nuestro caso, la energía eólica y la energía solar.

3. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EÓLICO

3.1. Estudio del recurso eólico

Se obtendrán diferentes parámetros necesarios para proceder a la elección del aerogenerador más adecuado para nuestro diseño, estos se extraerán de la ubicación elegida para situar el aerogenerador (fig. 3.1).

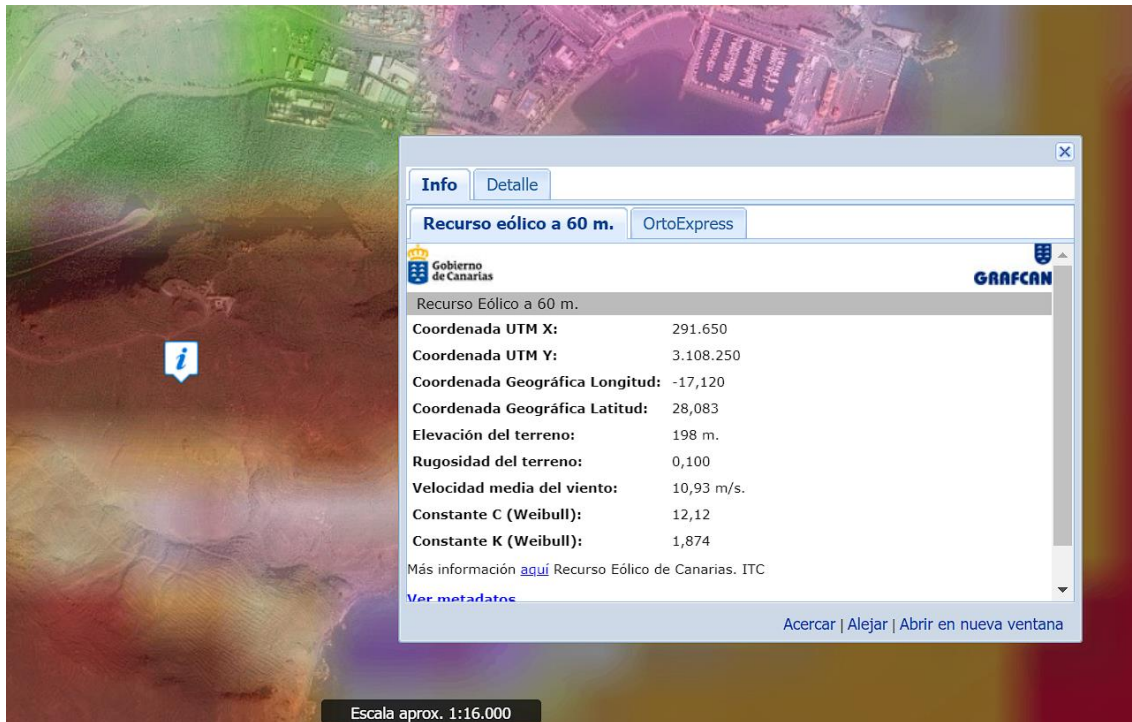


Figura 3.1: Coordenadas y parámetros del recurso eólico. Fuente: Grafcan

3.1.1. Distribución de Weibull

Según los datos obtenidos de la ubicación seleccionada (fig. 3.1) se determina el valor promedio del factor de escala 'C' y el factor de forma 'K', son datos que posee el visor Grafcan a través del Instituto Tecnológico de Canarias, los valores de estos parámetros serán:

- C= 12,12
- K= 1,874

Estos valores se introducen en la ecuación de Weibull para determinar el potencial eólico, obteniendo la frecuencia con la que se manifiesta una velocidad determinada del viento:

$$f(v) = \frac{K}{C} * \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} = \frac{1,974}{12,12} * \left(\frac{v}{12,12}\right)^{0,874} * e^{-\left(\frac{v}{12,12}\right)^{1,874}} \quad (3.1)$$

Se tomarán velocidades entre 1 y 20 m/s y se introducirá en la ecuación, los valores devueltos serán expresados en tanto por ciento. Se obtiene la tabla 3.1 con los resultados, donde se observa que las mayores posibilidades, en torno al 7% se produce en velocidades del viento de entre 7 y 9 m/s. Los resultados obtenidos se reflejan gráficamente en la figura 3.2.

v (m/s)	f(v) [%]
1	1,82%
2	3,26%
3	4,47%
4	5,45%
5	6,21%
6	6,74%
7	7,05%
8	7,16%
9	7,08%
10	6,85%
11	6,50%
12	6,05%
13	5,54%
14	4,98%
15	4,42%
16	3,86%
17	3,32%
18	2,82%
19	2,37%
20	1,96%

Tabla 3.1: Valores de velocidades del viento y sus frecuencias en tanto por ciento.
Fuente: Elaboración propia.

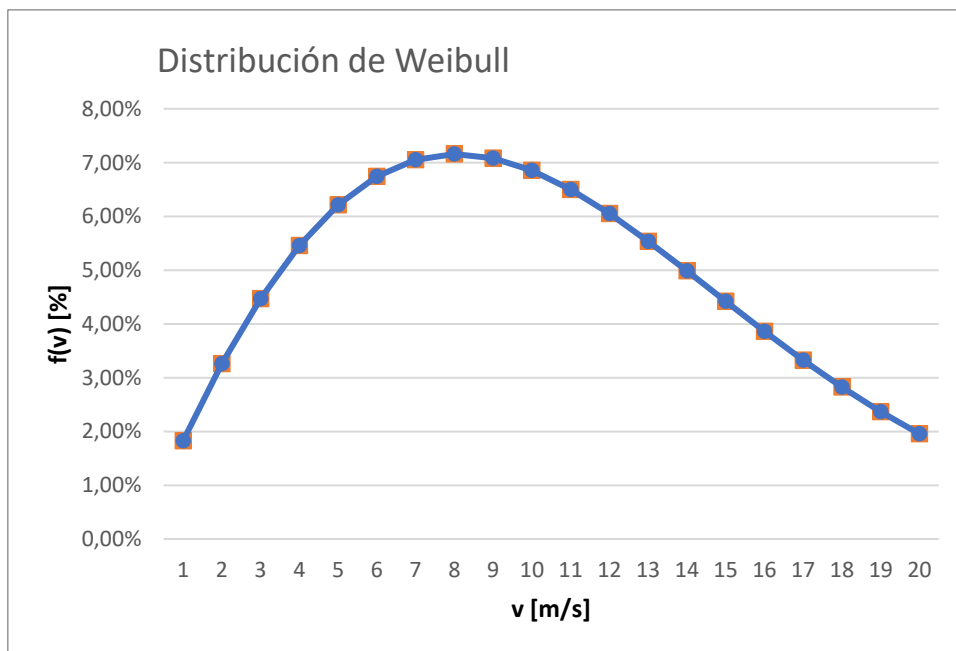


Figura 3.2: Gráfica de la relación entre velocidades del viento y sus frecuencias en tanto por ciento. Fuente: Elaboración propia.

3.1.2. Orientación del aerogenerador

Es necesario obtener la frecuencia del viento en cada dirección (norte, sur, este u oeste), una vez obtenido, será necesario elaborar un gráfico de coordenadas polares para determinar la dirección predominante del viento. Todo ello con el objetivo de conseguir el máximo aprovechamiento del recurso eólico de la zona.

Esta información se podía obtener a través del recurso online 'Atlas Eólico de España' ofrecido por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) que era una herramienta que permitía identificar y realizar una evaluación inicial del recurso eólico existente en cualquier área del territorio nacional, lamentablemente dejó de estar operativa.

Como alternativa, la misma IDEA en su página web ofrece un visor de acceso gratuito y libre de la web 'Global Wind Atlas', que proporciona información acerca las rosas de los vientos de la ubicación seleccionada. La idea principal es el estudio del recurso eólico a una altura de 80 metros, pero, como se observa en la figura 3.3., se selecciona la altura más cercana, una altura de 100 metros, aunque, en la práctica, se obtienen resultados similares tanto a 50 metros como a 100 metros. Se determina a partir de las rosas del viento de la figura 3.4 que la dirección del viento predominante es el norte.

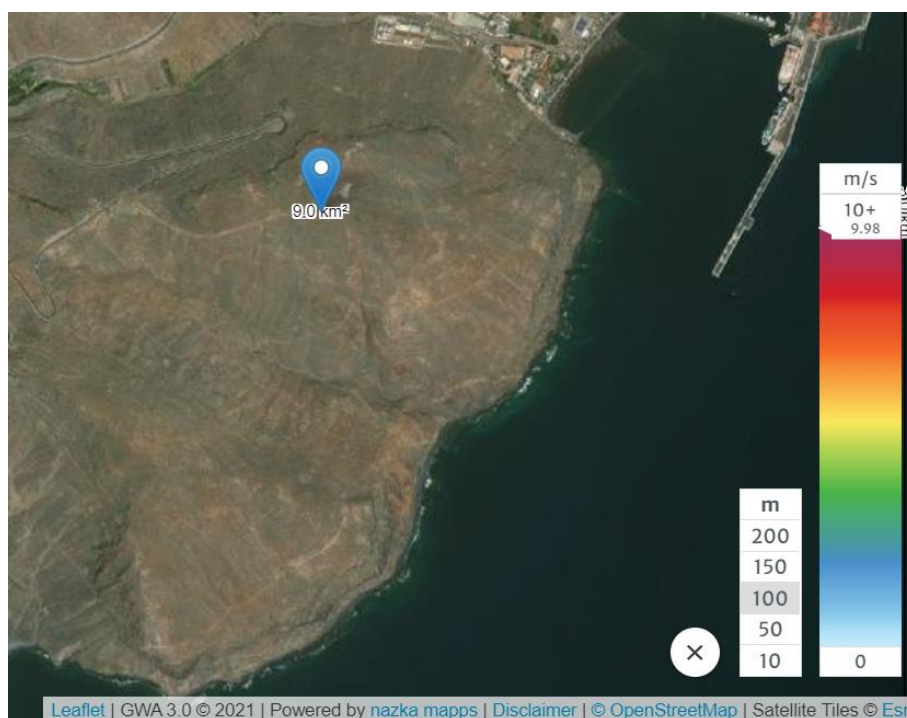


Figura 3.3: Ubicación seleccionada en la web globalwindatlas.info. Fuente: globalwindatlas.info

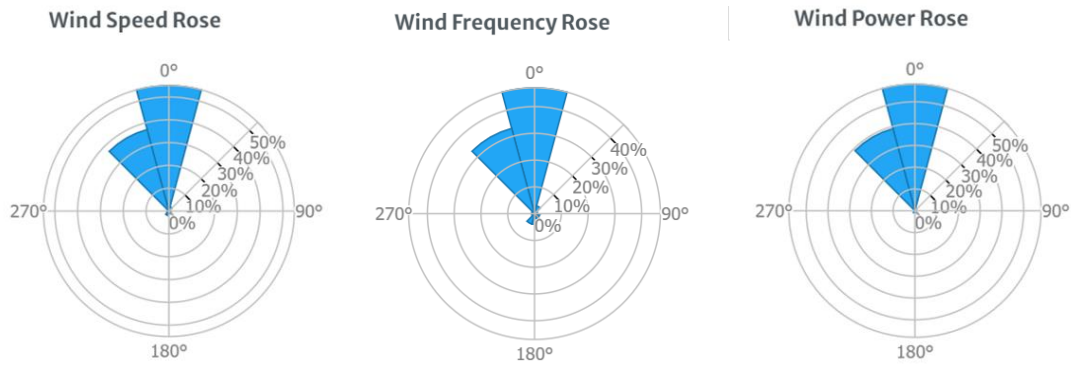


Figura 3.4: Rosas de viento en la ubicación seleccionada. Fuente: globalwindatlas.info

Alternativamente, también se puede obtener la dirección del viento con la herramienta online 'Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador' del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC). Introduciendo las coordenadas UTM del aerogenerador y la altura de 80 metros que queremos estudiar se obtiene la figura 3.5.


Coord X (UTM):	291650	
Coord Y (UTM):	3108250	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife2.pdf	
Aerogenerador:	CLIPPERWIND C89	
	clase Ia	
Altura:	80 m	
Cte K de Weibull (80 m):	1.865	
Velocidad viento (80 m):	11.1 m/s	
Dirección predominante del viento:	N	
Energía anual estimada:	12451981.6 kWh	
Potencia anual:	1421.459 kW	
Horas anuales equivalentes:	4980.8 h	

Figura 3.5: Dirección predominante del viento. Fuente: itccanarias.org

Este dato se obtiene del documento 'Tenerife y a Gomera TOMO 2 de 15' (figura 3.6) que recopila todos los valores para las diferentes ubicaciones según las coordenadas UTM del coeficiente de forma K, velocidad promedio del viento y la dirección predominante.

Por tanto, se concluye con que la dirección predominante del viento es el N (norte) independientemente de la altura que se ubique la góndola entre unos 50-100 metros.

DESALACIÓN DE AGUA MARINA
MEADIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

3.SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EÓLICO



Tenerife y La Gomera. TOMO 2 de 15.
Recurso Eólico de Canarias.

X	Y	V. Viento 40	Weibk 40	V. Viento 60	Weibk 60	V. Viento 80	Weibk 80	¹ Dirección Predominante
291650	3115450	7,070	2,112	7,570	2,032	7,920	2,049	N
291650	3115350	5,080	2,109	5,810	2,029	6,360	2,047	N
291650	3115250	4,290	2,107	5,000	2,027	5,550	2,044	N
291650	3115150	4,300	2,104	4,980	2,024	5,490	2,041	N
291650	3115050	4,710	2,101	5,360	2,022	5,860	2,039	N
291650	3114950	5,420	2,098	6,100	2,019	6,610	2,036	N
291650	3114850	6,820	2,095	7,500	2,016	7,980	2,033	N
291650	3114750	9,230	2,092	9,590	2,014	9,790	2,030	N
291650	3114650	11,420	2,089	11,230	2,011	11,030	2,027	N
291650	3114550	11,330	2,086	11,250	2,008	11,110	2,024	N
291650	3114450	9,230	2,083	9,700	2,005	9,970	2,020	N
291650	3114350	7,240	2,079	7,910	2,002	8,380	2,017	N
291650	3114250	6,130	2,076	6,770	1,998	7,240	2,014	N
291650	3114150	5,340	2,073	5,970	1,995	6,440	2,010	N
291650	3114050	4,620	2,069	5,300	1,992	5,800	2,007	N
291650	3113950	4,200	2,066	4,950	1,989	5,510	2,003	N
291650	3113850	4,620	2,062	5,400	1,986	5,980	2,000	N
291650	3113750	6,210	2,059	6,820	1,982	7,240	1,996	N
291650	3113650	7,830	2,055	8,110	1,979	8,270	1,993	N
291650	3113550	7,620	2,052	7,940	1,976	8,140	1,989	N
291650	3113450	5,770	2,048	6,470	1,972	6,960	1,986	N
291650	3113350	4,390	2,045	5,240	1,969	5,880	1,982	N
291650	3113250	4,290	2,041	5,160	1,966	5,820	1,979	N
291650	3113150	5,590	2,038	6,490	1,963	7,150	1,975	N
291650	3113050	8,550	2,035	9,060	1,959	9,380	1,971	N
291650	3112950	11,110	2,031	11,030	1,956	10,900	1,968	N
291650	3112850	10,770	2,028	10,910	1,953	10,930	1,964	N
291650	3112750	8,550	2,025	9,250	1,950	9,700	1,961	N
291650	3112650	6,780	2,021	7,600	1,947	8,190	1,957	N
291650	3112550	6,050	2,018	6,810	1,944	7,370	1,954	N
291650	3112450	5,840	2,015	6,580	1,941	7,120	1,950	N
291650	3112350	5,960	2,012	6,700	1,938	7,250	1,947	N
291650	3112250	6,400	2,009	7,070	1,935	7,550	1,944	N
291650	3112150	6,390	2,006	7,060	1,932	7,550	1,940	N
291650	3112050	5,940	2,003	6,710	1,929	7,260	1,937	N
291650	3111950	5,860	2,000	6,620	1,926	7,190	1,934	N
291650	3111850	6,210	1,997	6,940	1,923	7,480	1,931	N
291650	3111750	6,700	1,995	7,430	1,921	7,950	1,928	N
291650	3111650	7,210	1,992	7,960	1,918	8,490	1,925	N
291650	3111550	7,790	1,989	8,530	1,916	9,040	1,922	N
291650	3111450	8,540	1,987	9,180	1,913	9,600	1,919	N
291650	3111350	9,250	1,985	9,720	1,911	10,020	1,916	N
291650	3111250	9,440	1,982	9,860	1,908	10,120	1,913	N
291650	3111150	9,150	1,980	9,670	1,906	10,000	1,910	N
291650	3111050	8,620	1,978	9,290	1,904	9,730	1,908	N
291650	3110950	8,140	1,976	8,890	1,902	9,410	1,905	N
291650	3110850	8,040	1,974	8,790	1,900	9,320	1,903	N
291650	3110750	8,360	1,973	9,030	1,898	9,480	1,900	N
291650	3110650	8,530	1,971	9,160	1,896	9,590	1,898	N
291650	3110550	8,340	1,969	9,020	1,894	9,490	1,896	N
291650	3110450	8,070	1,968	8,770	1,893	9,280	1,894	N
291650	3110350	7,750	1,966	8,470	1,891	9,000	1,891	N
291650	3110250	7,200	1,965	8,010	1,890	8,610	1,889	N
291650	3110150	6,440	1,964	7,410	1,888	8,120	1,888	N
291650	3110050	6,100	1,963	7,110	1,887	7,890	1,886	N
291650	3109950	6,140	1,962	7,110	1,886	7,900	1,884	N
291650	3109850	6,590	1,961	7,500	1,884	8,240	1,882	N
291650	3109750	7,420	1,960	8,250	1,883	8,910	1,881	N
291650	3109650	8,540	1,959	9,270	1,882	9,810	1,879	N
291650	3109550	9,650	1,958	10,210	1,881	10,590	1,878	N
291650	3109450	10,280	1,958	10,610	1,880	10,810	1,876	N
291650	3109350	9,550	1,957	9,970	1,880	10,250	1,875	N
291650	3109250	7,810	1,957	8,580	1,879	9,130	1,874	N
291650	3109150	6,320	1,956	7,270	1,878	7,990	1,873	N
291650	3109050	4,950	1,956	6,070	1,878	6,920	1,872	N
291650	3108950	4,090	1,956	5,250	1,877	6,180	1,871	N
291650	3108850	3,940	1,955	5,030	1,877	5,950	1,870	N
291650	3108750	4,490	1,955	5,540	1,876	6,410	1,869	N
291650	3108650	5,730	1,955	6,730	1,876	7,510	1,868	N
291650	3108550	7,500	1,955	8,390	1,875	9,050	1,867	N
291650	3108450	9,560	1,955	10,130	1,875	10,510	1,866	N
291650	3108350	10,970	1,955	11,170	1,875	11,270	1,866	N
291650	3108250	10,590	1,955	10,930	1,874	11,140	1,865	N

De X, Y (291650 , 3115450) a X, Y (291650 , 3108250)

Pág. 1521 de 1522

Figura 3.6: Parámetros tabulados según coordenadas UTM. Fuente: itccanarias.org

3.1.3. Curva de potencia

La herramienta online ‘Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador’ del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) utiliza la ecuación de la distribución de Weibull (3.2) y la inserta en la ecuación 3.2 para obtener automáticamente la potencia promedio (P) que origina el aerogenerador:

$$P = \int_{v_{\text{arranque}}}^{v_{\text{parada}}} f(v) * P_{AG}(v) dv \quad (3.2)$$

El parámetro P_{AG} se trata de la potencia del aerogenerador que depende del modelo seleccionado. En la ecuación se observa que se evalúa en un intervalo entre la velocidad de arranque del aerogenerador (velocidad mínima para que las aspas comiencen a moverse) y la velocidad de parada (velocidad máxima en la cual se para el rotor para evitar daños debidos a vientos de grandes velocidades).

Introduciendo en la interfaz la altura a la que se pretende situar el aerogenerador y las coordenadas UTM, se determina la dirección predominante y las constantes de Weibull, tal y como se vio en la tabla 3.6.

Por tanto, para obtener una curva de potencia, será necesario conocer el modelo de aerogenerador que se pretende utilizar, para ello debemos seleccionar uno disponible dentro de la herramienta web.

3.2. Selección de aerogeneradores

3.2.1. Lista completa de modelos disponibles del ITC

En la tabla 3.2 se muestra una lista con todos los modelos ofrecidos por el Instituto Tecnológico de Canarias a través de su recurso online ‘Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador’. Como se muestra en la tabla anteriormente citada, solo se disponen de 5 modelos que están bajo producción, estos se ha conocido su disponibilidad (fig. 3.7) mediante la web thewindpower.net; se encuentran dos situaciones, una en el que el aerogenerador es un modelo antiguo y otra situación en la cual el aerogenerador está bajo producción, a día de hoy la información no se encuentra disponible debido a que para obtener la información es necesario pagar por la hoja de Excel, por tanto, se han elegido los mismos aerogeneradores que se exponen en la referencia [13].

3.SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EÓLICO

Turbine	Rated power (kW)	Diameter (m)	Direct drive	Operational wind data (m/s)	Class	Offshore model	Availability
2-B Energy 2B6	6 000	140.6					Under development
AAER A1000	1 000	58					Old model
AAER A1000S	1 000	54					Old model
AAER A1500-70	1 500	70					Old model
AAER A1500-77	1 500	77					Old model
AAER A1650-70	1 650	70					Old model
AAER A1650-77	1 650	77					Old model
AAER A1650-80	1 650	80					Old model
AAER A1650-82	1 650	82					Old model
AAER A2000-71	2 000	71					Old model
AAER A2000-80	2 000	80					Old model
AAER A2000-84	2 000	84					Old model
Acciona AW-1300/60GL	1 300	60					Old model
Acciona AW-1300/70GI	1 300	70					Old model
Acciona AW-1300/70GL	1 300	70					Old model
Acciona AW-1500/70	1 500	70					Old model
Acciona AW-1500/77	1 500	77					Old model
Acciona AW-1500/82	1 500	82					Old model
Acciona AW-3000/100	3 000	100					Old model
Acciona AW-3000/109	3 000	109					Old model
Acciona AW-3000/116	3 000	116					Old model
Acciona AW-3000/125	3 000	125					Under production
Acciona AW-3000/132	3 000	132					Old model
Acciona AW-3000/140	3 000	140					Under production
Acciona AW-3000/148	3 000	148					Under production
Acciona AW-3150/125	3 150	125					Old model
Acciona AW-3465/132	3 465	132					Under production

Figura 3.7: Disponibilidad de diferentes modelos. Fuente: thewindpower.net

Marca	Modelo	Disponibilidad
Clipperwind	C89 clase Ia	Old Model
Clipperwind	C93 clase Ia	Old Model
Clipperwind	C96 clase Ib	Old Model
Clipperwind	C99 clase IIb	Old Model
Dewind	D4 46/600kW	Old Model
Dewind	D6 60/1250kW	Old Model
Dewind	D6 62/1250kW	Old Model
Dewind	D8 - 80m	Old Model
Ecotecnia	100	Old Model
Ecotecnia	44/630	Old Model
Ecotecnia	48/750	Old Model
Ecotecnia	62/1300	Old Model
Ecotecnia	74/1670	Old Model
Ecotecnia	80 1.6	Old Model
Ecotecnia	80 2.0	Old Model
Enercon	40/500	Old Model
Enercon	E-101	Old Model
Enercon	E-40 /600kW	Old Model
Enercon	E-44	Under production
Enercon	E-48	Under production
Enercon	E-66 /1500kW	Old Model
Enercon	E-66 / 1800kW	Old Model
Enercon	E-82	Under production
Enercon	E-82 E2	Old Model
Enercon	E44/600	Old Model
Enercon	E70 - 2300	Under production

Enercon	E70/2000	Old Model
Enron	EW50/750	Old Model
Enron	WIND EW-1500S	Old Model
Enron	WIND EW-1500SL	Old Model
Enron	WIND EW-900	Old Model
Enron	WIND EW-900S	Old Model
Enron	WIND EW-900SL	Old Model
Eozen	VENSYS 70	Old Model
Eozen	VENSYS 77	Old Model
Fuhrländer	FL 1500 - 77m ROTOR	Old Model
Fuhrländer	FL 2500 - 100m ROTOR	Old Model
Fuhrländer	FL 2500 - 80m ROTOR	Old Model
Fuhrländer	FL 2500 - 90m ROTOR	Old Model
Fuhrländer	FL MD 70	Old Model
Fuhrländer	FL MD 77	Old Model
Fuhrländer	FL 1250	Old Model
Fuhrländer	FL 1500 - 70m ROTOR	Old Model
Fuhrländer	FL600	Old Model
Gamesa	EOLICA G66/1620kW	Old Model
Gamesa	EOLICA G80-2000kW	Old Model
Gamesa	G52-850kW	Old Model
Gamesa	G58/850	Old Model
Gamesa	G87/2000 Kw	Old Model
Gamesa	G90	Old Model
Ge energy	GE 1.5 s	Old Model
Ge energy	GE 1.5 se	Old Model
Ge energy	GE 1.5 sl	Old Model
Ge energy	GE 1.5 sle	Old Model
Ge energy	GE 1.5 xle	Old Model
Ge energy	GE 2.5xl	Old Model
Ge energy	GE 3.6sl	Old Model
Genesis	GENESIS600	Old Model
Get	41	Old Model
Hanseatische	ET 550/41	Old Model
Izar	BONUS 1.3MW	Old Model
Izar	BONUS 600KW	Old Model
Made	AE-46	Old Model
Made	AE-46/l	Old Model
Made	AE-61	Old Model
Made	AE-61/1300	Old Model
Made	AE-90	Old Model
Made	AE-90/2 MW	Old Model
Made	AE52/800	Old Model
Mitsubishi	MWT500	Old Model
Mitsubishi	MWT1000	Old Model

3.SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EÓLICO

Mitsubishi	MWT600	Old Model
Neg Micon	NM 1500/64	Old Model
Neg Micon	NM1000/60	Old Model
Neg Micon	NM1500/72	Old Model
Neg Micon	NM600/43	Old Model
Neg Micon	NM600/48	Old Model
Neg Micon	NM750/44	Old Model
Neg Micon	NM900/52	Old Model
Nordex	N43/600	Old Model
Nordex	N60	Old Model
Nordex	N80	Old Model
Nordex	N90	Old Model
Nordex	N90/2500 LS	Old Model
Nordex	S70	Old Model
Nordex	S77	Old Model
Nordtank	500/37	Old Model
Nordtank	NTK 1500/60	Old Model
Nordtank	NTK 600/43	Old Model
Repower	5M	Old Model
Repower	MD-77	Old Model
Repower	MM-70	Old Model
Repower	MM-82	Old Model
Repower	MM-92	Old Model
Seewind	52/750 KW	Old Model
Siemens	SWT-3.6-107	Old Model
Siemens	SWT-2.3-93	Old Model
Siemens	SWT-3.0-101	Old Model
Südwind	S.46/600	Old Model
Südwind	S.46/750	Old Model
Tacke	TW 600	Old Model
Tacke	TW1.5	Old Model
Torres	TWT-1500	Old Model
Torres	TWT/1650	Old Model
Turbowind	T600-48	Old Model
Ventis	V12	Old Model
Vestas	V27/225	Old Model
Vestas	V42/600 KW	Old Model
Vestas	V44/600 KW	Old Model
Vestas	V52/850	Old Model
Vestas	V66/1,65MW	Old Model
Vestas	V80	Old Model
Vestas	V90/1800	Under production
Vestas	V90/2000	Old Model
Vestas	V90/3000	Old Model
Villa Floda	500/600	Old Model

Wind World	W-4200/600	Old Model
Wind World	W-4800/750	Old Model
Zond	Z-46	Old Model

Tabla 3.2: Tabla disponibilidad modelos seleccionables del ITC. Fuente: thewindpower.net

3.2.2. Análisis modelos disponibles en el mercado actualmente

3.2.2.1. Alturas de disposición y potencias nominales

Se seleccionan los aerogeneradores que se encuentran actualmente bajo producción y se obtiene la información acerca las alturas mínimas y máximas de la góndola y la potencia nominal de cada uno de ellos (tabla 3.3).

Marca	Modelo	Altura mínima (m)	Altura máxima (m)	Potencia nominal (kW)
Enercon	E-44	45	55	900
Enercon	E-48	50	76	800
Enercon	E70 - 2300	57	113	2300
Enercon	E-82	78	138	2000
Vestas	V90/2000	95	125	2000

Tabla 3.3: Alturas mínimas, alturas máximas de la góndola y potencias nominales. Fuente: Thewindpower.net

3.2.2.2. Energía anual generada

A partir del recurso web 'Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador' del ITC obtenemos la energía anual generada (fig. 3.8 y 3.9) con cada aerogenerador y se recopila en la tabla 3.4.

Marca	Modelo	Energía anual generada (MWh/año)	
		Altura mínima	Altura máxima
Enercon	E-44	4021,2	4040,9
Enercon	E-48	4051,9	4087,4
Enercon	E70 - 2300	10489,3	10814,1
Enercon	E-82	10827,4	11052,9
Vestas	V90/2000	10529,4	10603,6

Tabla 3.4: Energía anual generada en función de las alturas mínimas y máximas. Fuente: Elaboración propia.

Recurso Eólico de Canarias
Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	291650	[170550, 677550]
Y =	3108250	[3040750, 3274850]

Aerogenerador

Modelo: **ENERCON E-82** ?

Curva de potencia: Seleccionar archivo Ningún archi... seleccionado ?

Altura (m): **78** ?

Coord X (UTM):	291650	
Coord Y (UTM):	3108250	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife2.pdf	
Aerogenerador:	ENERCON E-82	?
Altura:	78 m	
Cte K de Weibull (78 m):	1.8659	?
Velocidad viento (78 m):	11.1 m/s	
Dirección predominante del viento:	N	
Energía anual estimada:	10827400.6 kWh	?
Potencia anual:	1236.005 kW	?
Horas anuales equivalentes:	5413.7 h	?

Figura 3.8: Captura de pantalla de los parámetros introducidos para la obtención de la energía anual estimada para el modelo Enercon E-82 en su altura de góndola mínima.
Fuente: ITC

Recurso Eólico de Canarias
Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	291650	[170550, 677550]
Y =	3108250	[3040750, 3274850]

Aerogenerador

Modelo: **ENERCON E-82** ?

Curva de potencia: Seleccionar archivo Ningún archi... seleccionado ?

Altura (m): **138** ?

Coord X (UTM):	291650	
Coord Y (UTM):	3108250	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife2.pdf	
Aerogenerador:	ENERCON E-82	?
Altura:	138 m	
Cte K de Weibull (138 m):	1.865	?
Velocidad viento (138 m):	11.6 m/s	
Dirección predominante del viento:	N	
Energía anual estimada:	11052913.6 kWh	?
Potencia anual:	1261.748 kW	?
Horas anuales equivalentes:	5526.5 h	?

Figura 3.9: Captura de pantalla de los parámetros introducidos para la obtención de la energía anual estimada para el modelo Enercon E-82 en su altura de góndola máxima.
Fuente: ITC

La EDAM diseñada consume 3892,41 MWh/año, por tanto, se obtiene cual es el porcentaje que produce cada generador con respecto ese consumo (tabla 3.5) y se calcula cual es el exceso energético existente (tabla 3.6).

Marca	Modelo	Energía anual generada	
		Altura mínima	Altura máxima
Enercon	E-44	103,31%	103,81%
Enercon	E-48	104,10%	105,01%
Enercon	E70 - 2300	269,48%	277,83%
Enercon	E-82	278,17%	283,96%
Vestas	V90/2000	270,51%	272,42%

Tabla 3.5: Porcentaje de abastecimiento del aerogenerador con respecto el consumo energético de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.

Marca	Modelo	Energía anual generada (MWh/año)	
		Altura mínima	Altura máxima
Enercon	E-44	128,7	148,5
Enercon	E-48	159,5	195,0
Enercon	E70 - 2300	6596,9	6921,7
Enercon	E-82	6935,0	7160,5
Vestas	V90/2000	6637,0	6711,2

Tabla 3.6: Exceso energético en cada aerogenerador con respecto el consumo energético de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.

En el Anexo I se explicó el término ‘factor de carga’ que define la producción real de energía dividida por la producción teórica máxima durante un mismo periodo de tiempo (generalmente anual).

$$Factor\ de\ carga = \frac{Energía\ real\ generada}{Energía\ teórica\ máxima\ generada} \quad (3.3)$$

Donde:

$$Energía\ teórica\ máxima\ generada = Potencia\ nominal * Tiempo\ de\ uso \quad (3.4)$$

Se realiza un estudio del factor de carga obtenido para las alturas mínimas (tabla 3.7) y para las alturas máximas (tabla 3.8), suponiendo la utilización del aerogenerador continuo, las 24 horas del día, los 365 días del año. Para el cálculo de la energía anual generada a plena carga, se realizará una interpolación entre la energía anual estimada generada y las horas

anuales equivalentes que nos proporciona el recurso online del ITC “ que se trata del número de horas al año, durante las que el aerogenerador tendría que funcionar a su potencial nominal, para generar la misma energía anual.

Marca	Modelo	Horas anuales equivalente	Energía anual generada a plena carga	Energía anual generada en la altura mínima	Factor de carga (%)	Evaluación
Enercon	E-44	4468	7883,92	4021,16	51,00%	Extraordinario
Enercon	E-48	5064,9	7007,96	4051,90	57,82%	Extraordinario
Enercon	E70 - 2300	4560,6	20147,89	10489,32	52,06%	Extraordinario
Enercon	E-82	5413,7	17520,00	10827,40	61,80%	Extraordinario
Vestas	V90/2000	5264,7	17520,03	10529,42	60,10%	Extraordinario

Tabla 3.7: Evaluación del factor de carga de cada aerogenerador con su góndola dispuesta en la altura mínima. Fuente: Elaboración propia.

Marca	Modelo	Horas anuales equivalente	Energía anual generada a plena carga	Energía anual generada en la altura máxima	Factor de carga (%)	Evaluación
Enercon	E-44	4489,9	7883,94	4040,88	51,25%	Extraordinario
Enercon	E-48	5109,2	7008,03	4087,38	58,32%	Extraordinario
Enercon	E70 - 2300	4701,8	20147,95	10814,11	53,67%	Extraordinario
Enercon	E-82	5526,5	17519,86	11052,91	63,09%	Extraordinario
Vestas	V90/2000	5301,8	17519,96	10603,58	60,52%	Extraordinario

Tabla 3.8: Evaluación del factor de carga de cada aerogenerador con su góndola dispuesta en la altura máxima. Fuente: Elaboración propia.

3.3. Resultados y selección final

Los resultados obtenidos en cuanto al factor de carga son excelentes debido al gran recurso eólico existente en la zona donde se pretende disponer el aerogenerador, también se observan pequeñas diferencias de la energía generada entre las alturas máximas y mínimas. Por tanto, desde el punto de vista de factor de carga y el que posee menor exceso energético, observamos que el aerogenerador adecuado para el diseño en San Sebastián de La Gomera se trata del Enercon E-48 debido a que es capaz de asumir un poco más del 100% del consumo energético de la EDAM y posee un factor de carga del 57,82% para la altura mínima de 50 metros.

Modelos como el Enercon E-82 o el Vestas V90/2000 se descartaron debido a que, aunque posean los factores de carga más altos, el exceso energético es casi el doble del que necesita la EDAM, por tanto, no se aprovecharan los aerogeneradores eficazmente debido a que no está reflejado en el alcance del proyecto el estudio de las posibles vías de

utilización del excedente energético, por lo tanto, se buscará minimizar el exceso lo máximo posible.

Finalmente, el aerogenerador seleccionado es el Enercon E-48 con su góndola posicionada en la menor altura posible.

Datos generales	
Fabricante	Enercon (Alemania)
Turbina eólica	E48/800
Potencia	800 kW
Diámetro	48 m
En venta	Sí
Clase de viento	IEC IIa (DIBt WZ III)
Compatible offshore	No
Área de barrido	1 810 m ²
Densidad de potencia	2.27 m ² /kW
Número de palas	3
Limitación de potencia	Pitch
Puesta en servicio	2004

Tabla 3.9: Datos generales aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net

Rotor	
Velocidad mínima del rotor	16 vuelta/min
Velocidad máxima del rotor	31,5 vuelta/min
Velocidad mínima del viento	3 m/s
Velocidad nominal del viento	14 m/s
Velocidad máxima del viento	25 m/s
Fabricante	Enercon

Tabla 3.10: Datos del rotor aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net

Caja de cambios	
Caja de cambios	No
Niveles	-
Ratio	-
Fabricante	-

Tabla 3.11: Datos disponibles de la caja de cambios aerogenerador Enercon E48/800.
Fuente: thewindpower.net

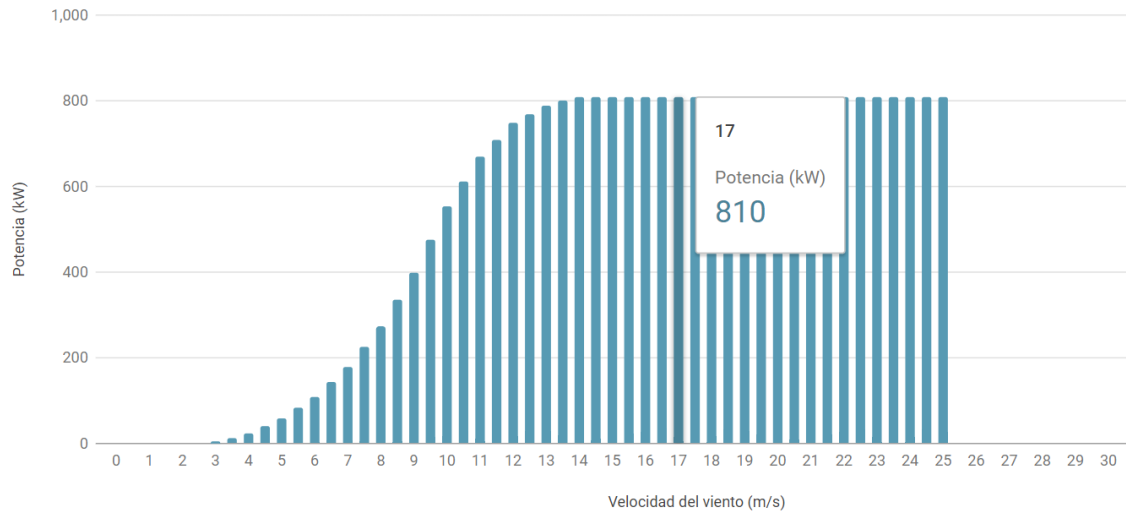
Generador	
Tipo	SYNC Wounded
Número	1
Velocidad de salida máxima del generador	31 vuelta/min
Tensión de salida	400-690 V
Fabricante	Enercon

Tabla 3.12: Datos disponibles del generador del aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net

Torre	
Altura mínima de la góndola	50 metros
Altura máxima de la góndola	76 metros
Fabricante	SAM

Tabla 3.13: Datos disponibles de la torre del aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net

Curva de potencia



(Air density: 1,225 kg/m3)

Figura 3.10: Curva de potencia del aerogenerador Enercon E48/800. Fuente: thewindpower.net



Figura 3.11: Imágenes del aerogenerador Enercon E48/800 dispuesto en ubicaciones reales. Fuente: thewindpower.net



Figura 3.12: Imágenes del aerogenerador Enercon E48/800 dispuesto en ubicaciones reales. Fuente: thewindpower.net

4. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO SOLAR FOTOVOLTAICO

4.1. Introducción

El sistema de abastecimiento energético de la planta se trata de un sistema mixto, debido a que incluyen la energía eólica y la energía solar, y, a su vez, se trata de un sistema mixto entre aislado y de conexión a red, por lo que se debe tener cuidado a la hora de optar entre un sistema u otro para su dimensionado.

En primera estancia, suponer el diseño de un sistema aislado será el caso más adecuado debido a que se trata de autoabastecer una instalación, la planta desaladora, y no producir la energía con la finalidad de inyectarla a la red. Aunque, por contrapartida, este enfoque resulta ser el no adecuado debido a que el objetivo de los sistemas aislados es la captación de energía para acumular. El abastecimiento objetivo que necesita la instalación a dimensionar se tratará de una generación constante de potencia durante la jornada completa.

En la hoja de Excel proporcionada por la referencia [4] para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas aisladas no se incluye el dimensionado del inversor, donde si es necesario dimensionarlo en el caso de la desaladora debido al uso principal de la energía alterna. Es por ello por lo que se

decide utilizar la hoja para el dimensionado de un sistema de conexión a red, que sí incluye los aspectos necesarios.

El dimensionamiento se realizará mediante un método iterativo, de manera que la potencia media resultante esté relativamente ajustada a la requerida.

4.2. Recurso energético

Es necesario, como primer paso, identificar el recurso solar que existente en la ubicación seleccionada para disponer los módulos solares, se obtendrá la radiación anual sobre superficie horizontal (fig. 4.1) del visor Grafcan y se introducirá en el Excel de cálculo (fig. 4.3). En la hoja del Excel se selecciona la provincia de Santa Cruz de Tenerife en la cual vienen implícitas varios parámetros obtenidos del libro “Radiación Solar sobre Superficies Inclinas” del Centro de Estudio de la Energía del Ministerio de Industria y Energía ya predeterminados, pero se sustituirán por los obtenidos en el visor Grafcan.

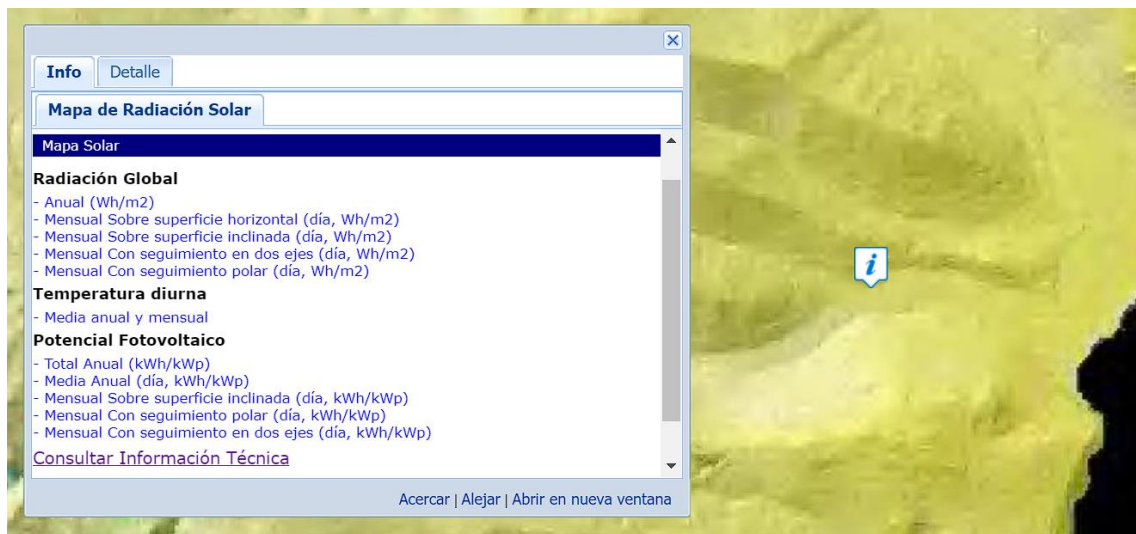


Figura 4.1: Captura de pantalla acerca la consulta del mapa de radiación solar a través del visor Grafcan. Fuente: grafcan.es

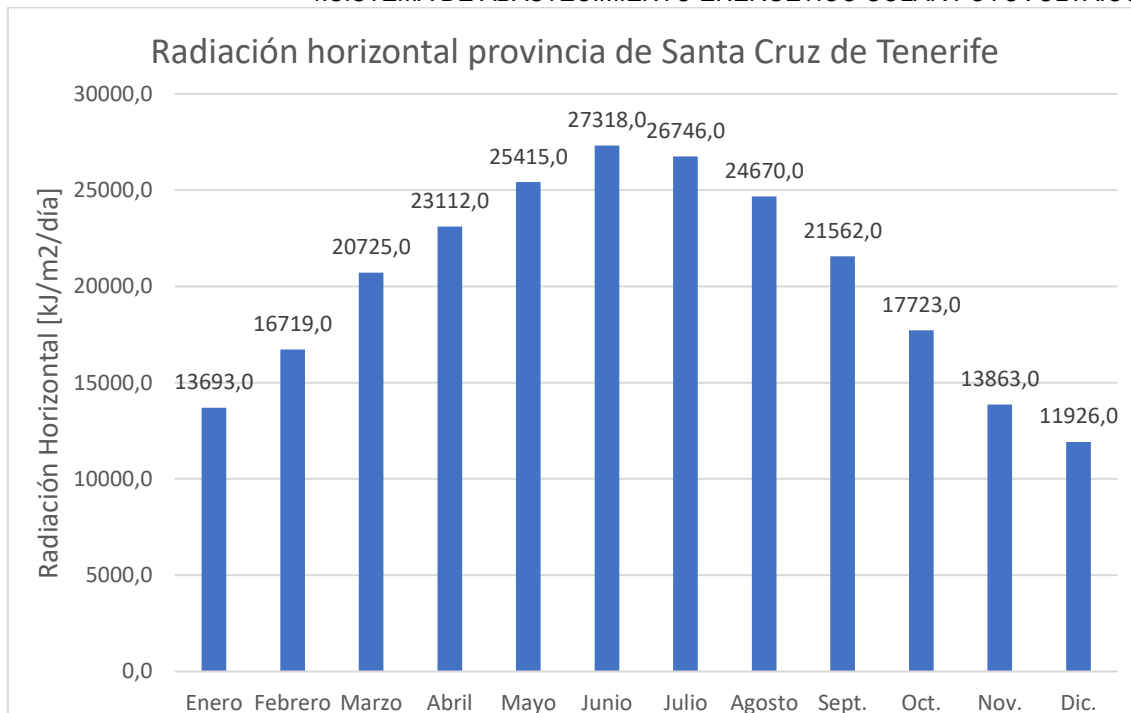


Figura 4.2: Grafica ilustrativa de la radiación horizontal en la ubicación en la provincia de Santa Cruz de Tenerife seleccionada. Fuente: grafcan.es

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR MEDIO DE ENERGÍA SOLAR

DATOS GEOGRÁFICOS Y CLIMATOLÓGICOS

Provincia:	Tenerife	Nota: Introducir datos exclusivamente en las casillas correspondientes en color verde											
Latitud de cálculo:	28,47												
Latitud [°min]:	28,28												
Altitud [m]:	30,24												
Humedad relativa media [%]:	55,00												
Velocidad media del viento [Km/h]:	18,00												
Temperatura máxima en verano [°C]:	27,70												
Temperatura mínima en invierno [°C]:	20,20												
Variación diurna:	8,00												
Grados-día. Temperatura base 15/15 (UNE 24048):	241	(Periodo Noviembre/Marzo)											
Grados-día. Temperatura base 15/15 (UNE 24048):	259	(Todo el año)											
Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Tª. media ambiente [°C]:	20,20	20,10	20,70	21,00	21,90	23,90	25,30	27,70	26,30	25,10	22,70	21,00	23,0
Rad. horiz. [kJ/m ² /día]:	13.693	16.719	20.724	23.112	25.415	27.318	26.745	24.670	21.562	17.723	13.863	11.926	20.306
Rad. horiz. [Kwh/m ² /día]:	3,80	4,64	5,76	6,42	7,06	7,59	7,43	6,85	5,99	4,92	3,85	3,31	5,64
ORIGEN DE LOS DATOS:	Libro "Radiación Solar Sobre Superficies Inclinadas" y visor GrafCan												
ORGANISMO:	Centro de Estudios de la Energía (Ministerio de Industria y Energía) y Gobierno de Canarias.												

Figura 4.3: Datos geográficos y climatológicos dispuestos en el Excel. Fuente: Excel "Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011"

4.3. Orientación del panel fotovoltaico

Determinado el recurso eólico, a continuación, será necesario determinar la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos, esta inclinación para que la captación de energía sea la máxima posible dependerá de dos parámetros, la latitud y el periodo de diseño.

La latitud del emplazamiento según el visor Grafcan es de $28,57^\circ$ en la ubicación seleccionada y se debe de tener en cuenta el periodo de diseño que puede ser en función anual ($\varphi-10^\circ$), del más favorable (Julio($\varphi-20^\circ$)) o del mes más desfavorable (Diciembre($\varphi+10^\circ$)). El estudio se realizará tomando el periodo anual, por tanto, se selecciona una inclinación óptima β_{opt} de $18,57^\circ$.

Se determinará parámetros como el ángulo de Azimut, inclinación de los módulos solares y el porcentaje de sombras PS obtenido del método previsto para ello, y fijado por el apartado 3.4 de la HE5 del CTE (código técnico de la edificación).

Para obtener el azimut (α_r), que representa la desviación en la orientación del módulo solar, se utilizaron las tablas que definen dichas coordenadas en función del día del año, de la hora solar y de la latitud, con las que se puede saber la posición del Sol en cada momento lo que permite calcular las sombras que producen los objetos en determinados momentos. En el caso del diseño, tendrá un valor de cero debido a que no existen inconvenientes que requiera la modificación de los parámetros anteriormente nombrados, por lo que teniendo en cuenta que se ubica en el hemisferio norte, la orientación será hacia el sur.

Debido a que se ha supuesto que la posición del Sol a lo largo del año es la misma en función de la hora solar y la latitud, el ángulo de inclinación respecto a la horizontal del módulo solar β_r es igual a la de la inclinación óptima β_{opt} .

Aparecerán coma entre otros los datos relativos al Factor de Irradiación FI, Factor de Sombras FS, pérdidas por Orientación e Inclinación POI y, así como la combinación de las últimas y las Pérdidas por Sombras PS (POI+PS) de la instalación propuesta. Estos valores han de ser inferiores a los valores límite contemplados anteriormente en el HE5 del CTE.

Para obtener porcentaje de sombras, es necesario tener información acerca de las sombras que pueden generar las construcciones oh las elevaciones montañosas que existe en la actualidad en San Sebastián de La Gomera y que afectarían a una determinada hora del día. A priori, no existe ningún inconveniente a la hora de generación de sombras en la ubicación. Para un estudio más exhaustivo, habrá que ir a la ubicación y realizar una representación del perfil de obstáculos y compararlo con el diagrama de trayectorias aparentes del Sol. Por tanto, el valor del porcentaje de sombras será de 0%.

CÁLCULO DE RADIACIÓN PARA EL LUGAR SELECCIONADO				
				Tipo de instalación
				General
				Valores límite (%)
				POI 10 PS 10 POI+PS 15
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Inclinación óptima en función del periodo de diseño	β_{opt}	Grados	18,57	
Ángulo de Azumut	α_r	Grados	0	
Ángulo de inclinación respecto a la horizontal del módulo solar (0 a 90)	β_r	Grados	18,57	
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

Figura 4.4: Cálculo de radiación para el lugar seleccionado con los datos determinados. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”

Por último, a determinarse qué valor ha de tomar K, que relaciona la radiación en el plano horizontal con la recibida en el plano inclinado. Para ello se tienen dos opciones:

- 1) Que la propia herramienta informática realice la selección de los parámetros más adecuados prefijados en las tablas en función de la latitud e inclinación de los módulos y los incorpore al cálculo.
- 2) Introducir los valores manualmente incorporándolos en la tabla denominada “Resultados” que se comentará más adelante.

En el caso del diseño en San Sebastián de La Gomera, se dejará que la herramienta informática seleccione los valores automáticamente.

		Inclinación tablas K	Elección	Puede tomarse los valores ya prefijados por las tablas, o introducirse otros valores de k mensuales en el apartado “Resultados” que el diseñador considere oportunos. En el primer caso introducir en esta casilla el valor 1 (uno). Para considerar otros valores de K, introducir en esta casilla el valor 0 (cero) e introducir posteriormente los valores mensuales de K en el apartado “Resultados” columna “K”
Variable de diseño en función del periodo de diseño	K	20	1	

Figura 4.5: Variable de diseño seleccionada en función de periodo de diseño. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”

4.4. Selección del módulo fotovoltaico

Es necesario determinar el módulo fotovoltaico, para ello introduciremos tres modelos con especificaciones similares de tres fabricantes diferentes como son Sunpower, Panasonic y Artesa (figura 4.6).

Se han seleccionado los modelos que disponen de las potencias nominales más altas a las ya disponibles en la hoja del Excel, cuya potencia nominal máximo es de 175 W, y se han introducido con sus correspondientes parámetros característicos.



Figura 4.6: Diferentes fabricantes de módulos solares fotovoltaicos. Fuente: google.es

Datos del módulo solar			
Referencia	HIT® + (N340) HIT®		
Marca y modelo	HIT®+ (N340) HIT®		
Potencia nominal	P_{MAX}	Wp	340
Tolerancia	Tol	%	10
Tensión nominal en el punto máxima potencia	V_{MPP}	V	59,7
Tensión máxima en circuito abierto	V_{OC}	V	71,3
Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I_{MPP}	A	5,700
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A	6,13
Tonc	TONC	°C	45

Figura 4.7: Datos introducidos del modelo HIT®+(340) HIT® del fabricante Panasonic. Fuente: eu-solar.panasonic.net

Datos del módulo solar			
Referencia	SunPower Maxeon 3		
Marca y modelo	SunPower Maxeon 3		
Potencia nominal	P_{MAX}	Wp	355
Tolerancia	Tol	%	5
Tensión nominal en el punto máxima potencia	V_{MPP}	V	59,8
Tensión máxima en circuito abierto	V_{OC}	V	74,3
Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I_{MPP}	A	5,940
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A	6,49
Tonc	TONC	°C	45

Figura 4.8: Datos introducidos del modelo Maxeon 3 del fabricante SunPower. Fuente: sunpower.maxeon.com

Datos del módulo solar			
Referencia	Artesa A-330P		
Marca y modelo	Artesa A-330P		
Potencia nominal	P_{MAX}	Wp	330
Tolerancia	Tol	%	5
Tensión nominal en el punto máxima potencia	V_{MPP}	V	38,15
Tensión máxima en circuito abierto	V_{OC}	V	46,85
Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I_{MPP}	A	8,650
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A	9,05
Tonc	TONC	°C	45

Figura 4.9: Datos introducidos de modelo A-330P del fabricante Atersa. Fuente: atersa.shop

Marca	Modelo	Potencia nominal (P_{max})	Eficiencia
Panasonic	HIT®+ (N340) HIT®	340 W	20,40%
Sunpower	Maxeon 3	355 W	21,20%
Atersa	A-330P	330 W	16,96%

Tabla 4.1: Tabla comparativa de potencia nominal y eficiencia entre los diferentes modelos seleccionados. Fuente: Elaboración propia.

Siguiendo criterios de eficiencia y potencia nominal, observamos que el modelo Maxeon 3 de Sunpower adecuada para disponer en la ubicación elegida, tiene una eficiencia de hasta el 21,20% y 355 W.

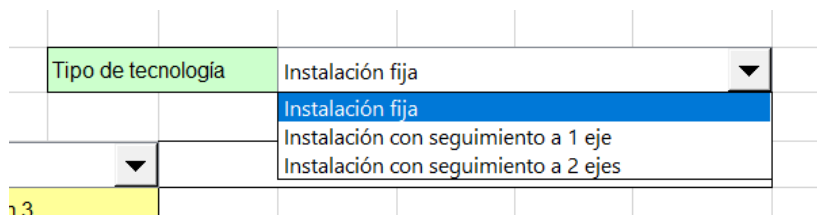


Figura 4.10: Selección del tipo de tecnología aplicada al sistema de captación solar. Fuente: libro

Hay que comentar que en la pestaña “Tipo de tecnología” se elige la instalación fija, sin ejes de giro (fig. 4.10).

4.5. Elección del inversor

El inversor será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable con el objetivo de extraer la máxima potencia que el generador fotovoltaico capta. Debe asegurar un seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que se conecte.

Los propuestos por la hoja de Excel son de entre 680-6000 W de potencia nominal, son potencias normalmente utilizados en instalaciones domésticas. El objetivo es elegir un inversor en el cual se le puedan asociar un número de módulos en serie para formar una rama fotovoltaica y posteriormente el número de estas ramas que se puedan conectar en paralelo, con lo cual se necesita un tamaño de inversor con el cual se pueda ajustar al dimensionamiento y permite realizar diferentes disposiciones; con lo que será necesario buscar un modelo adecuado para nuestro sistema.

Se ha seleccionado un inversor de la marca Solis, el modelo Solis-3P (3-20)K-4G, más concretamente el modelo Solis-3P20K-4G que posee una entrada máxima de potencia de 20,4 kW y más especificaciones que mostraremos en la figura 4.11 donde se muestra los parámetros introducidos en el programa.

Datos del inversor				
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Referencia	Solis-3P20K-4G			
Marca y modelo	Solis-3P20K-4G			
Potencia nominal	P_{NOM}	W	20.000	
Potencia máxima CC en campo solar	$P_{CC MAX}$	W	20.400	
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	850	
Tensión mínima CC en operación en el campo solar	$V_{CC MIN}$	V	160	
Tensión de conexión CC en el campo solar	$V_{CON CC}$	V	180	
Tensión de desconexión CC en el campo solar	$V_{DESCON CC}$	V	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante
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	22	
Rendimiento máximo	η_{MAX}	%	99	

Figura 4.11: Datos dispuestos del inversor seleccionado. Fuente: atersa.shop

4.6. Cálculo de grupos y determinación de la potencia final

En este apartado es necesario determinar el número de módulos que forman cada rama fotovoltaica y el número de ramas en paralelo que se conectan a cada inversor. Las asociaciones de ramas fotovoltaicas e inversores se denomina grupo, se determinará también el número de grupos. Se debe tener en cuenta que debemos tener en cuenta los valores resultantes de tensiones, intensidades y potencias a la hora de formar las ramas y grupos debido a que estos son los que va a tener que soportar el inversor en la entrada (Corriente continua).

Por tanto, no se debe sobrepasar los máximos fijados para evitar dañar el inversor y debe asegurarse del funcionamiento normal del inversor que asegure una conexión y vertido de la energía a la red. El diseño seleccionado está expuesto en la figura 4.13, donde, tanto el número de módulos en serie y el número de ramas en paralelo, se han elegido mediante tanteo teniendo en cuenta los comentarios que expone la hoja de Excel de valores límite superados.

Se obtiene la potencia del campo solar para cada inversor, que es de 13,854 kWp seleccionando 13 módulos en serie y 3 ramas en paralelo. Todavía no se ha determinado el número de grupos debido a que es necesario determinar las pérdidas introduciendo diferentes valores dentro de los límites permitidos. Para valorar correctamente estos límites es necesario definir el Rendimiento Energético de la Instalación (PR) que, según la referencia [4], se define como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño. Se estima mediante la siguiente expresión:

$$PR(\%) = (100 - A - Ptemp) * B * C * D * E * F \quad (4.1)$$

Siendo:

- **A** la suma de otros 3 parámetros:

$$A = A1 + A2 + A3 \quad (4.2)$$

Donde:

- **A1** representa la dispersión de los parámetros entre los módulos, debido a que no operan normalmente en condiciones que las recomiendan como estándar de medida, CEM. Un rango de valores del 10% es de una dispersión elevada, entre el 5% y el 3% es un valor adecuado, y valores inferiores al 3% se identifican con un buen módulo solar.
 - **A2** representa el efecto del polvo y la suciedad depositados sobre los módulos solares. Se trata de un valor muy variable debido a que depende del emplazamiento de la instalación. Evidentemente, una instalación próxima a una vía no asfaltada se encontrará más afectada por el polvo que otra situada en una zona urbanizada. el rango de valores estaría entre el 2% para instalaciones poco afectadas por el polvo y suciedad, hasta el 8% donde este aspecto pueda tener una mayor influencia
 - **A3** contempla las pérdidas por reflectancia angular y espectral. El acabado superficial de las células tiene influencia sobre este coeficiente presentando mayores pérdidas aquellas células con capas anti reflexivas que las que están texturizadas. Un rango de valores puede estar entre el 2% para pérdidas bajas, un 4% para pérdidas moderadas y el 6% para pérdidas altas.
- **Ptemp** representa las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas.

$$Ptemp(\%) = 100 * [1 - 0,0035 * (T_c - 25)] \quad (4.3)$$

Donde:

- **T_c** es la temperatura de trabajo de las células solares.

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) * E / 800 \quad (4.4)$$

- **T_{amb}**: temperatura ambiente en °C.
- **TONC**: temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico. este valor la proporciona el fabricante.
- **E**: irradiancia solar en W/m². La temperatura de las células se eleva por encima de la temperatura ambiente de forma proporcional a la irradiancia incidente, lo que

4.SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO SOLAR FOTOVOLTAICO
tiene como consecuencia una disminución del
rendimiento de estas.

- **B** es el coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua, es decir, entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Se incluyen las pérdidas en los fusibles, conmutadores, conexiones, etc.

$$B = (1 - Lcab_{CC}) \quad (4.5)$$

El valor admisible para $Lcab_{CC}$ es 1,5% por lo que el valor mínimo de B será 0,985.

- **C** el coeficiente que, al igual que la anterior, está relacionado con las pérdidas en el cableado, pero en este caso en la parte de corriente alterna.

$$C = (1 - Lcab_{CA}) \quad (4.6)$$

El valor máximo visible para $Lcab_{CA}$ es 2% y un valor recomendable es del 0,5% por lo que C tendrá unos valores comprendidos entre 0,980 y 0,995.

- **D** está relacionado con las pérdidas por disponibilidad de la instalación. con este coeficiente se cuantifican las pérdidas debidas al paro de esta, de forma parcial o total, debido a fallos en la red, mantenimientos, etc.

$$D = (1 - Ldisp) \quad (4.7)$$

Un valor adecuado para las pérdidas por dispersión es del 5%, por lo que el valor mínimo de D será 0,95.

- **E** representa los valores de eficiencia del inversor. En este caso hay que atender a los valores de rendimiento europeo y a la potencia del inversor a utilizar
En función de la potencia nominal de salida, como mínimo el valor de E será:

Rango de potencia nominal	Inversor menor de 5 kW	Inversor mayor de 5 kW
25%	0,85	0,9
100%	0,88	0,92

Tabla 4.2: Valores de eficiencia en función de la potencia del inversor. Fuente: libro.

DESALACIÓN DE AGUA MARINA
MEADIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

4.SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO SOLAR FOTOVOLTAICO

- **F** está relacionado con las pérdidas por el no en seguimiento del Punto de Máxima Potencia (PMP) y en los umbrales de arranque del inversor.

$$F = (1 - L_{pmp}) \quad (4.8)$$

Unos valores de referencia para estas pérdidas pueden ser entre el 5% y el 10%, pudiendo tomar como valores de referencia el 8%, por lo que F tendrá valores comprendidos entre 0,95 y 0,90.

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Pérdida por dispersión en módulos	A1	%	5	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	%	9	
Pérdidas en el cableado DC	B	1,50	0,985	(100-Pérdidas)/100. Máximo 1,5%
Pérdidas en el cableado AC	C	1,50	0,985	(100-Pérdidas)/100. Máximo 2%
Pérdidas por disponibilidad	D	5,00	0,950	(100-Pérdidas)/100. Valor de referencia 5
Pérdidas por rendimiento del inversor	E	-	0,987	Mínimo 88% si $P_{NOM} < 5Kw$ y 92% si $P_{NOM} > 5 Kw$
Pérdidas en seguimiento del PMP	F	5,00	0,950	(100-Pérdidas)/100. Valor de referencia 5

Figura 4.12: Cálculo de pérdidas realizado en el Excel de trabajo. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”.

Determinación de los grupos

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Número de módulos en serie	-	Uds	13	
Tensión por rama en punto de máxima potencia	$V_{MPP MAX R}$	V	777	
¿Supera la tensión de conexión del inversor con la rama proyectada?	-	V	SI	
Tensión en circuito abierto de la rama	$V_{OC MAX R}$	V	966	
Corriente por rama en el punto de máxima potencia	$I_{MPP MAX R}$	A	5,94	
Corriente de cortocircuito por rama	$I_{CC MAX}$	A	6,49	
Potencia por rama	$P_{solar rama}$	Kwp	4,615	
Número de ramas en paralelo	-	Uds	3	
Potencia del campo solar para cada inversor	P_{SOLAR} / INV	Kwp	13,845	
Potencia nominal inversor/Potencia de las ramas conectadas al mismo	-	%	144,46	
Corriente máxima de entrada al inversor	$I_{MAX INV}$	A	19,470	
Número de grupos. (Conjunto inversor y ramas como los proyectados)	-	Uds	1	
Potencia total instalada en campo solar (Suma de la instalada por grupo)	$P_{SOLAR ICR}$	Kwp	13,845	
Potencia nominal de instalación (Suma de potencia nominal inversor)	$P_{NOM ICR}$	Kw	20,000	

Figura 4.13: Determinación del número de módulos en serie y el número de ramas en paralelo. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”.

El abastecimiento total que ha de asumir este sistema con respecto al consumo de la EDAM debe ser de aproximadamente el 20%, lo que equivale a 778,48 MWh/año. En la figura 4.14 se muestra la energía generada por a ICR (Instalación Conectada a Red diseñada) que en total tiene un valor de 21.382,61 kWh/año lo que equivale a 21,383 MWh/año, esta estimación de la producción energética mensual y anual de la instalación se calcula mediante la expresión:

$$E_{P'} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} * n^{\circ}días \quad (4.9)$$

Siendo:

- $E_{P'}$ = energía estimada producida durante el periodo estudiado, por ejemplo, un mes (kWh/mes).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ = valor medio mensual de la irradiación diarias sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/(m²día)).
- P_{mp} = potencia instalada en el campo solar (kWp).
- PR = “performance-ratio”.
- G_{CEM} = Constante de valor 1kW/m².
- N.º días = número de días del mes tomado como base para realizar la estimación energética.

Mes	$G_{dm}(0)$ Kwh/(m ² día)	K	$G_{dm}(\alpha_r, \beta_r)$ Kwh/(m ² día)	PR	Ep 1 Kwp Kwh/día	Ep' 1 Kwp Kwh/mes	Ep ICR Kwh/día	Ep' ICR Kwh/mes
Uds		-		%				
Enero	3,80	1,18	4,49	72,09	3,24	100,298	44,79	1.388,62
Febrero	4,64	1,14	5,29	71,84	3,80	106,494	52,66	1.474,40
Marzo	5,76	1,08	6,22	70,68	4,39	136,228	60,84	1.886,07
Abril	6,42	1,02	6,55	71,10	4,66	139,686	64,47	1.933,95
Mayo	7,06	0,98	6,92	69,94	4,84	150,001	66,99	2.076,77
Junio	7,59	0,96	7,28	69,13	5,04	151,084	69,73	2.091,76
Julio	7,43	0,98	7,28	68,91	5,02	155,533	69,46	2.153,35
Agosto	6,85	1,03	7,06	68,65	4,85	150,219	67,09	2.079,79
Septiembre	5,99	1,10	6,59	69,66	4,59	137,686	63,54	1.906,27
Octubre	4,92	1,17	5,76	70,54	4,06	125,952	56,25	1.743,81
Noviembre	3,85	1,22	4,70	71,59	3,36	100,902	46,57	1.396,99
Diciembre	3,31	1,22	4,04	72,11	2,91	90,345	40,35	1.250,83

Figura 4.14: Resultados finales obtenidos con 1 grupo. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”

Para obtener la potencia objetivo es necesario disponer de 36 grupos, aportando un total de 769.774,05 kWh/año (figura 4.15) de energía generada, siendo la producción más cercana al objetivo buscado de 778,48 MWh/año.

DESALACIÓN DE AGUA MARINA
MEADIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

4.SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO SOLAR FOTOVOLTAICO

Mes	$G_{dm}(0)$	K	$G_{dm}(\alpha_r, \beta_r)$	PR	Ep 1 Kwp	Ep' 1 Kwp	Ep ICR	Ep' ICR
Uds	Kwh/(m ² día)	-	Kwh/(m ² día)	%	Kwh/día	Kwh/mes	Kwh/día	Kwh/mes
Enero	3,80	1,18	4,49	72,09	3,24	100,298	1.612,59	49.990,36
Febrero	4,64	1,14	5,29	71,84	3,80	106,494	1.895,66	53.078,58
Marzo	5,76	1,08	6,22	70,68	4,39	136,228	2.190,28	67.898,62
Abril	6,42	1,02	6,55	71,10	4,66	139,686	2.320,75	69.622,35
Mayo	7,06	0,98	6,92	69,94	4,84	150,001	2.411,73	74.763,56
Junio	7,59	0,96	7,28	69,13	5,04	151,084	2.510,11	75.303,26
Julio	7,43	0,98	7,28	68,91	5,02	155,533	2.500,67	77.520,74
Agosto	6,85	1,03	7,06	68,65	4,85	150,219	2.415,24	74.872,38
Septiembre	5,99	1,10	6,59	69,66	4,59	137,686	2.287,52	68.625,56
Octubre	4,92	1,17	5,76	70,54	4,06	125,952	2.025,07	62.777,14
Noviembre	3,85	1,22	4,70	71,59	3,36	100,902	1.676,39	50.291,67
Diciembre	3,31	1,22	4,04	72,11	2,91	90,345	1.452,57	45.029,82

Figura 4.15: Resultados finales obtenidos con 36 grupos. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”

Número de grupos. (Conjunto inversor y ramas como los proyectados)	-	Uds	36
Potencia total instalada en campo solar (Suma de la instalada por grupo)	P_{SOLAR}	Kwp	498,420
Potencia nominal de instalación (Suma de potencia nominal inversor)	P_{NOM}	Kw	720,000

Figura 4.16: Número de grupos y potencias finales obtenidas. Fuente: Excel “Cálculo IDAE Instalaciones Fotovoltaicas Conexión a Red 2011”

El resultado final del dimensionamiento del huerto solar se resume en la tabla 4.3.

Tipo de sistema	Conexión a red
Módulo solar	Sunpower Maxeon 3
Inversor	Solis-3P20K-4G
Módulos por ramas	13
Ramas en paralelo	3
Número de Grupos	36
Número total de módulos	1404
Potencia instalada	498,42 kWp
Potencia generada estimada	769.774,05 kWh/año

Tabla 4.3: Resumen de solución adoptada para el abastecimiento energético mediante energía solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO VIII:

**ANÁLISIS DEL COSTE ECONÓMICO,
VIABILIDAD A LARGO PLAZO E
IMPACTO AMBIENTAL**

TRABAJO FINAL DE GRADO:

**DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice de contenidos:

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA	1
3.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA	2
3.1.	Costes de inversión del aerogenerador	2
3.1.1.	Costes de inversión	3
3.1.2.	Costes variables	3
3.2.	Costes módulos fotovoltaicos	4
3.2.1.	Costes de inversión	4
3.2.2.	Costes variables	4
3.3.	Costes de la estación desaladora de agua de mar	5
3.3.1.	Costes de inversión	5
3.3.2.	Costes variables	6
4.	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	6
4.1.	Rentabilidad del aerogenerador	8
4.2.	Rentabilidad de los módulos fotovoltaicos	10
4.3.	Rentabilidad de la planta desaladora de agua de mar	11
5.	ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES	11
5.1.	Energía eólica	11
5.2.	Energía solar	14
5.3.	Planta desaladora de agua de mar	15
6.	CONCLUSIONES	15

Índice de tablas:

Tabla 3.1: Estimación de los costes de inversión de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.	4
Tabla 3.2: Costes de adquisición bombas seleccionadas. Fuente: Elaboración propia.	5
Tabla 3.3: Costes de adquisición del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia.	5
Tabla 4.1: Costes de producción planta desaladora. Fuente: Elaboración propia.	7
Tabla 4.2: Parámetros necesarios para estimar la rentabilidad del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.	8
Tabla 4.3: Tabla rentabilidad aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.	9

Tabla 4.4: Parámetros necesarios para estimar la rentabilidad de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.....	10
Tabla 4.5: Tabla rentabilidad módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.....	10
Tabla 4.6: Parámetros necesarios para estimar la rentabilidad de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.....	11
Tabla 5.1: Tabla rentabilidad de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.	12
Tabla 6.1: Parámetros necesarios para estimar la rentabilidad de la instalación completa. Fuente: Elaboración propia.....	16
Tabla 6.2: Tabla rentabilidad de la instalación completa. Fuente: Elaboración propia.....	17

1. INTRODUCCIÓN

Es fundamental en este tipo de proyectos tratar los aspectos técnicos, económicos y medioambientales de la planta desaladora de agua de mar y sus sistemas de abastecimiento energético.

El objetivo principal es analizar los diferentes sistemas para obtener diferentes conclusiones acerca su implantación y su viabilidad tanto técnica, económica y medioambiental.

En el estudio económico, se comparará la implantación del sistema eólico y solar frente al abastecimiento mediante la red local. Y, seguidamente, se tratarán los aspectos medioambientales más significativos de los diferentes sistemas.

Todo ello mediante los pasos descritos en los libros de las referencias [4] y [5].

2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA

El análisis técnico de un proyecto de estas características precisa de una serie de campos que no están relacionados con el alcance final de este proyecto final de grado por tanto se analizará la viabilidad técnica a partir de la bibliografía consultada.

En cuanto a la viabilidad técnica de un parque eólico, es necesario un periodo de estudio alrededor de entre 3 a 5 años siguiendo la descripción de los diferentes procesos realizada en el [5]. En la bibliografía se encuentra que la ejecución, puesta en marcha y explotación comprenderá diferentes fases:

- Estudios preliminares de prospección eólica y prefactibilidad técnico-económica. Fase de mayor peso en el período de estudio del proyecto. Por lo general, no es menos de un año.
- Ingeniería de diseño o anteproyecto y estudios de viabilidad
- Ingeniería de detalle o proyecto propiamente dicho.
- Ejecución de proyectos: construcción y puesta en marcha. Fase relativamente menor, que por lo general no excede los doce meses.
- Explotación que incluye operación y mantenimiento. Se estipula una vida útil de 20 años.

En cuanto a la viabilidad técnica de los módulos solares, se extrapola lo anteriormente nombrado, pero para la conexión a red de las instalaciones existen dos decretos que regulan:

- El Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, (derogada por la referencia [15]) de retribución de la actividad de producción de

energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/07 (derogada por la referencia [16]).

- El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre (derogada por la referencia [17]), por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Y de forma resumida forma resumida se muestran los trámites necesarios para el acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción fotovoltaica, su ejecución y puesta en funcionamiento:

- Solicitud de punto de conexión a la empresa distribuidora (E.D.).
- Solicitud de autorización administrativa.
- Otros permisos.
- Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución.
- Ejecución y puesta en funcionamiento de las instalaciones.
- Formalización del contrato de venta de energía.
- Inscripción de la instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad de Régimen Especial (RIPRE).
- Mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

En cuanto a la estación desaladora, se necesitan una serie de aspectos como los cuatro últimos mencionados en el estudio de viabilidad técnica de un parque eólico.

3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Para un estudio correcto de viabilidad económica se necesita calcular diferentes tipos de costes en el proyecto:

- Costes de inversión. Engloba los costes asociados a los equipos, a la obra civil y a las instalaciones pertinentes. Suelen expresarse en €/kW instalado.
- Costes de operación y mantenimiento. Son costes variables asociados a la explotación y al mantenimiento de las instalaciones y de los equipos. Se expresa en €/MWh año.
- Costes de desmantelamiento. Costes asociados al desmantelamiento de las instalaciones al final de la vida útil. No se tendrá en cuenta debido a la falta de información al respecto

3.1. Costes de inversión del aerogenerador

3.1.1. Costes de inversión

A través de la web renugen.co.uk, se ha obtenido que el precio de venta del aerogenerador Enercon E48/800 es de 128952,45€, este precio no incluye la instalación y puesta en marcha. El coste de inversión debe considerar no solo la adquisición del aerogenerador, sino también el coste del estudio de oficina técnica, el coste de los equipos auxiliares, así como el coste de instalación y puesta en marcha si estos no están incluidos en el precio de venta.

Por tanto, se dificulta obtener el valor del coste de inversión, sin embargo, en los parques eólicos este valor se estipula en función del tamaño del aerogenerador, siendo los aerogeneradores de mayor potencia los más viables económicamente debido a que tienen un menor coste unitario por la potencia instalada.

Para modelos con potencia nominal superior a 1 MW, el coste unitario se sitúa entre 900 €/kW y 1.100 €/kW. En el libro de la referencia [5], pág. 255 existe una figura que representa los costes unitarios en función del diámetro del rotor, para el caso del modelo Enercon E48/800, que posee un diámetro de 48 metros, se contemplará un coste unitario de aproximadamente 900 €/kW.

Si se multiplica el coste unitario por la potencia nominal del aerogenerador (800 kW), el coste de inversión se establece en 720.000 €.

3.1.2. Costes variables

Los costes variables están relacionados con:

- Costes de operación y mantenimiento (O&M), incluyendo los correspondientes al equipamiento instalaciones eléctricas y a las infraestructuras.
- Costes de alquiler de terrenos, canon energético, tasas y seguros.
- Gestión, seguimiento y subcontratación de servicios externos

A diferencia del caso anterior, este valor se estipula según la energía producida en un año. Existen dos formas de expresarlo, en €/MWh o en porcentaje respecto a la inversión. “Los valores orientativos se suelen situar entre 10 y 30 €/MWh, de los que aproximadamente los costes son alrededor de un 50% a un 60% de esa cantidad”. “En la práctica estos costes vienen a representar anualmente entre un 1% y un 3% de la inversión.” (referencia [5], pág. 256).

Para el caso de estudio del aerogenerador Enercon E48/800, suponiendo un gasto de 15 €/MWh, resulta que el total de los costes variables anuales es de 60.778,5€.

3.2. Costes módulos fotovoltaicos

3.2.1. Costes de inversión

Como en el caso de aerogenerador, no solo influye en el coste de inversión el precio de adquisición sino también todo lo relacionado con el estudio de oficina técnica, obra civil y puesta en funcionamiento.

Se obtendrá el precio global a través del coste de adquisición y diferentes suposiciones debido a que en la bibliografía consultada no se dispone de una estimación para aproximar el proyecto a una posible instalación real debido a que la gran mayoría de información se trata de instalaciones del ámbito doméstico al contrario que el huerto solar que se pretende instalar en nuestro sistema.

A través de la web 'megafund.es' se puede hacer una idea global de los diferentes costes de inversión, se vuelca la información el proyecto actual y se obtiene la tabla 3.1.

Panel fotovoltaico	199,65 €
Estructura por cada panel	31,44 €
Inversor trifásico conectado a red 24 kW	1.668,17 €
Paneles	280.308,60 €
Estructura de sujeción	44.141,76 €
Inversores	60.054,12 €
Cableado	---
Coste de la inversión	384.504,48 €

Tabla 3.1: Estimación de los costes de inversión de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.

3.2.2. Costes variables

A través de la web alromar-energia.es se encuentra un ejemplo real de los diferentes gastos que tiene un huerto solar, a partir de ellos, se estiman los del huerto solar ubicado en San Sebastián de La Gomera.

- Coste del mantenimiento de la planta solar: 4% de los ingresos. Este es el mantenimiento que puedes contratar libremente, por tanto, si se genera 769.774,05 y los valores de la tarifa regulada fijados en el art. 11 del RD 1578/2008 para una instalación del tipo I.2 (Pmayor a 20 kW) es de 20,3726 c€/kWh. Resulta un total de 6272,92€.
- Pago del representante del mercado: Endesa o Gas Natural-Fenosa 200€/250€ año.

- Coste del consumo de nuestro inversor: Si está en autoconsumo. Se desprecia en el estudio.
- Seguro de la planta: Ronda en instalación fija unos 3000€ año.

Gastos generales de la huerta:

- Sistema de seguridad y Central Receptora de Alarmas: Unos 250€/Año.
- Mantenimiento de los Centros de Transformación: Si son comunes a la planta 200€/Año.
- ADSL: 80€ Año por instalación.
- Servicios Auxiliares. La electricidad que se consume para alimentar cámaras de seguridad, y en ocasiones inversores, y seguidores.

El total de los costes variable para el huerto solar ascenderá a 10052,92€. Siendo de 13,06 €/MWh.

3.3. Costes de la estación desaladora de agua de mar

3.3.1. Costes de inversión

Los costes de inversión para el sistema completo se han obtenido mediante el precio de adquisición, sólo de los equipos que han sido dimensionados en el proyecto que serán los equipos de bombeo (tabla 3.1) y los que se disponen en el núcleo de desalación (tabla 3.2).

COSTES DE BOMBAS SELECCIONADA					
Bomba	Marca	Modelo	Unidades	€/unidad	Coste total
Captación	KSB	UPA 200B-80	3	14856,74 €	44570,22 €
Alta presión	Flowservice	MSH-065-D	1	96767,84 €	96767,84 €
Distribución	Wilo	Zeox-FIRST V 12003-110-2	1	23.240,00 €	23.240,00 €

Tabla 3.2: Costes de adquisición bombas seleccionadas. Fuente: Elaboración propia

COSTES EN EL SISTEMA DE DESALACIÓN					
Equipo	Marca	Modelo	Unidades	€/unidad	Coste total
Membranas	LG Chem	LG SW 440 GR	140	552,67 €	77.373,80 €
Equipo recuperador de energía	Danfoss	iSave 50	2	55.270,00 €	110.540,00 €

Tabla 3.3: Costes de adquisición del sistema de desalación. Fuente: Elaboración propia

Los valores comunes para las plantas de capacidad superior a 1000 m³ por día se establecen en torno a 450.000\$ (371.160 €) según el artículo [18].

Todo ello para el coste de adquisición, es necesario obtener los costes del estudio de oficina técnica, ejecución y puesta en funcionamiento que se supondrá de un 40% del coste total de los equipos siguiendo el criterio establecido en el documento de la referencia [19], pero, ante la falta de equipos de pretratamiento, postratamiento, disposición de tuberías y obra civil se supondrá que el coste de inversión será del doble del precio de adquisición de los equipos ascendiendo a un valor de 704.983,72€.

3.3.2. Costes variables

En el documento de la referencia [19] se establece también unos valores variables normalizados dentro de la planta de desalación común, que se sitúa en un rango de 0,50 a 0,65 €/m³ para los costes totales de funcionamiento que suponen el 54% del coste de producción. El otro 46% representa el consumo energético de la planta, por ello a partir del consumo específico de los diferentes equipos se puede obtener el coste total de producción.

Consultando tarifas con precios estables (sin discriminación horaria) la empresa Endesa da la posibilidad de adquirir la electricidad a un valor de 0.1395 €/kWh según el comparador web 'tarifasgasluz.com', aplicando el 54% del coste de producción a pie de planta se obtiene un valor de 0,215 €/kWh. Este último valor se le multiplicará al consumo específico y se podrá determinar los costes variables de la planta desaladora (tabla 3.3).

4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En el estudio de la rentabilidad es necesario conocer unos ciertos parámetros necesario como es el payback (PB), el valor actual neto (VAN) y la tasa de rentabilidad interna (TRI) simulando una cuenta anual de resultados proyectada durante un tiempo determinado por el proyectista, teniendo en cuenta además el flujo de ingresos por venta de electricidad y de los pagos de los costes de explotación y financieros. Todo ello gracias un método de análisis simplificado obtenido del libro de la referencia [5], 268-273.

COSTES DE PRODUCCIÓN						
Equipo	N.º de equipos	Consumo específico (kWh/m ³)	Precio electricidad (€/kWh)	Precio total (€/m ³)	Precio (día)	Precio (anual)
Bomba de captación	2	0,34	0,215	0,0731	182,75 €	66.703,75 €
Bomba de alta presión	1	2,75		0,59125	1.478,13 €	539.515,63 €
Bomba de recirculación	1	0,1		0,0215	53,75 €	19.618,75 €
Bomba de distribución	1	0,75		0,16125	403,13 €	147.140,63 €
TOTAL:				0,85 €	2.117,75 €	772.978,75 €

Tabla 4.1: Costes de producción planta desaladora. Fuente: Elaboración propia

Se definen los parámetros necesarios el estudio de la rentabilidad:

- El ahorro A_j para el año j en unidades monetarias nominales o corriente (umn o precios constantes es una expresión de la economía que se refiere a una manera de estimar el valor monetario de ciertas magnitudes e indicadores económicos) será:

$$A_j = A_0(1 + z)^j \quad (4.1)$$

Donde:

- o A_0 : valor del ahorro a precios del año cero
- o z : tasa de variación anual que se supone constante para los n años de estudio.
- El payback actualizado (PBA) se trata de un valor que viene definido como el número de años que hace que la suma de los flujos de caja actualizados al año cero sea igual a la inversión (INV) y vendrá dado por:

$$SI = \sum_{j=1}^{PBA} \frac{A_j}{(1 + k)^j} = A_0 \sum_{j=1}^{PBA} \frac{(1 + z)^j}{(1 + k)^j} \quad (4.2)$$

Donde:

- o k : tasa de descuento neta de inflación constante para los n años de estudio.
- o SI : Sobreinversión eólica, se trata de un valor definido como la diferencia entre la inversión eólica y la de la energía de referencia, esta última sería por ejemplo la enlace y acometida con la red de suministro eléctrico.

$$SI = I_E - I_R \quad (4.2)$$

Donde:

- I_E : Inversión eólica.
- I_R : Energía de referencia.

- El valor actual neto (VAN) se trata de un valor que viene definido como la suma para los n años de vida de la instalación de todos los flujos de caja en unidades monetarias constantes actualizados al año cero menos la inversión, vendrá dado por:

$$VAN = -SI + \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1+k)^j} = -SI + A_0 \sum_{j=1}^n \frac{(1+z)^j}{(1+k)^j} \quad (4.3)$$

- La tasa de rentabilidad interna (TRI) se trata de un valor que hace nulo el valor actual neto, la expresión será:

$$SI = \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1+TRI)^j} = A_0 \sum_{j=1}^n \frac{(1+z)^j}{(1+TRI)^j} \quad (4.4)$$

Para el estudio es necesario definir un escenario económico, en el caso del diseño actual se utilizarán los mismos que los del ejemplo 11.7 del libro de la referencia [5], pág.272.

- Número de años: n= 20.
- Tasa unitaria de descuento sin incluir efectos de la inflación: i=0,04 (4%).
- Tasa unitaria de descuento incluidos efectos de inflación: k= 0,0712 (7,12%).
- Tasa unitaria de incremento anual para el precio de la electricidad y los costes de la electricidad y los costes de explotación del sistema eólico: z= 0,04 (4%).

4.1. Rentabilidad del aerogenerador

Para conocer la rentabilidad del aerogenerador se debe comparar con la situación más negativa, en el caso es que el aerogenerador no se disponga y se tenga que utilizar la energía de la red. Por lo tanto, se debe calcular el ahorro restando al precio de la electricidad menos los costes de explotación eólicos estimados (tabla 4.1) y se obtiene la tabla 4.2.

Energía producida	4051,9	MWh/año
Inversión	720000	€
Coste de explotación eólicos	15	€/MWh
Coste de producción (precio electricidad)	215,00	€/MWh

Tabla 4.2: Parámetros necesarios para estimar la rentabilidad del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Año	Sobre Inversión (SI)	Ahorros nominales	Ahorro actualizado constantes	VAN acumulado constantes
0	720.000,00 €	810.380,00 €	810.380,00 €	-720.000,00 €
1	-----	842.795,20 €	786.776,70 €	66.776,70 €
2	-----	876.507,01 €	763.860,87 €	830.637,57 €
3	-----	911.567,29 €	741.612,50 €	1.572.250,07 €
4	-----	948.029,98 €	720.012,13 €	2.292.262,20 €
5	-----	985.951,18 €	699.040,91 €	2.991.303,11 €
6	-----	1.025.389,23 €	678.680,49 €	3.669.983,60 €
7	-----	1.066.404,80 €	658.913,10 €	4.328.896,70 €
8	-----	1.109.060,99 €	639.721,46 €	4.968.618,16 €
9	-----	1.153.423,43 €	621.088,79 €	5.589.706,95 €
10	-----	1.199.560,36 €	602.998,83 €	6.192.705,77 €
11	-----	1.247.542,78 €	585.435,75 €	6.778.141,53 €
12	-----	1.297.444,49 €	568.384,23 €	7.346.525,76 €
13	-----	1.349.342,27 €	551.829,35 €	7.898.355,10 €
14	-----	1.403.315,96 €	535.756,65 €	8.434.111,75 €
15	-----	1.459.448,60 €	520.152,08 €	8.954.263,84 €
16	-----	1.517.826,54 €	505.002,02 €	9.459.265,86 €
17	-----	1.578.539,60 €	490.293,23 €	9.949.559,09 €
18	-----	1.641.681,19 €	476.012,84 €	10.425.571,93 €
19	-----	1.707.348,44 €	462.148,39 €	10.887.720,32 €
20	-----	1.775.642,37 €	448.687,76 €	11.336.408,08 €

Tabla 4.3: Tabla rentabilidad aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Obtenemos diferentes conclusiones observando la tabla 4.2:

- A los 20 años desde la disposición del aerogenerador, se obtiene un beneficio de 11.336.408,08 €. Un 1574,5% respecto a la inversión inicial.
- Desde el primer año se obtiene el Payback actualizado.
- El valor de rentabilidad interna es del 16,6%.
- El sistema estudiado es económicamente viable.

4.2. Rentabilidad de los módulos fotovoltaicos

Se utilizará la misma tabla que en el caso anterior, se estima cual es el coste de explotación a partir del total que resultó del apartado 3.2.2 y resulta los parámetros obtenidos en la tabla 4.3. A partir de ella se obtiene la tabla 4.4.

Energía producida	769,774	MWh/año
Inversión	384.504,48 €	€
Coste de explotación eólicos	13,06 €	€/MWh
Coste de producción (precio electricidad red)	215	€/MWh

Tabla 4.4: Parámetros necesarios para estimar la rentabilidad de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.

Año	Sobre Inversión (SI)	Ahorros nominales	Ahorro actualizado constantes	VAN acumulado constantes
0	384.504,48 €	155.448,16 €	155.448,16 €	-384.504,48 €
1	-----	161.666,09 €	150.920,55 €	-233.583,93 €
2	-----	168.132,73 €	146.524,80 €	-87.059,13 €
3	-----	174.858,04 €	142.257,09 €	55.197,95 €
4	-----	181.852,36 €	138.113,68 €	193.311,63 €
5	-----	189.126,46 €	134.090,95 €	327.402,58 €
6	-----	196.691,52 €	130.185,39 €	457.587,97 €
7	-----	204.559,18 €	126.393,58 €	583.981,55 €
8	-----	212.741,54 €	122.712,21 €	706.693,77 €
9	-----	221.251,20 €	119.138,07 €	825.831,84 €
10	-----	230.101,25 €	115.668,03 €	941.499,87 €
11	-----	239.305,30 €	112.299,06 €	1.053.798,93 €
12	-----	248.877,51 €	109.028,21 €	1.162.827,14 €
13	-----	258.832,62 €	105.852,63 €	1.268.679,77 €
14	-----	269.185,92 €	102.769,55 €	1.371.449,32 €
15	-----	279.953,36 €	99.776,26 €	1.471.225,58 €
16	-----	291.151,49 €	96.870,16 €	1.568.095,74 €
17	-----	302.797,55 €	94.048,69 €	1.662.144,43 €
18	-----	314.909,45 €	91.309,41 €	1.753.453,84 €
19	-----	327.505,83 €	88.649,91 €	1.842.103,76 €
20	-----	340.606,06 €	86.067,88 €	1.928.171,64 €

Tabla 4.5: Tabla rentabilidad módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.

Obtenemos diferentes conclusiones observando la tabla 4.4:

- A los 20 años desde la disposición del aerogenerador, se obtiene un beneficio de 1.928.171,64 €. Un 501% respecto a la inversión inicial.
- A partir del tercer se obtiene el Payback actualizado.
- El valor de rentabilidad interna es del 10,28%.
- El sistema estudiado es económicamente viable.

4.3. Rentabilidad de la planta desaladora de agua de mar

En este caso, es necesario obtener cual es el ahorro por metro cúbico, para ello obtenemos los parámetros de la planta de desalación (tabla 4.5) y se repite las tablas anteriores (tabla 4.6), debemos de tener en cuenta que en Canarias el agua el suministro cuesta 1,90 €/m3.

Caudal producido	912500	m3/año
Inversión	704.938,72	€
Coste de explotación	0,85 €	€/m3
Coste de producción (precio suministro agua red)	1,9	€/m3

Tabla 4.6: Parámetros necesarios para estimar la rentabilidad de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.

Obtenemos diferentes conclusiones observando la tabla 4.6:

- A los 20 años desde la disposición de la EDAM, se obtiene un beneficio de 13.588.866,40 €. Un 1928% respecto a la inversión inicial.
- A antes del primer año se obtiene el Payback actualizado.
- El valor de rentabilidad interna es del 10,28%.
- El sistema estudiado es económicamente viable.

5. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

5.1. Energía eólica

La energía eólica comporta un cierto impacto ambiental, con aspectos positivos y negativos, aunque, si se hace una correcta gestión de los primeros y se utilizan medidas correctoras se puede evitar o minimizar los aspectos negativos.

Año	Sobre Inversión (SI)	Ahorro nominales	Ahorro actualizado constantes	VAN acumulado constantes
0	704.983,72 €	960.771,25 €	960.771,25 €	-704.983,72 €
1	-----	999.202,10 €	932.787,62 €	227.803,90 €
2	-----	1.039.170,18 €	905.619,05 €	1.133.422,95 €
3	-----	1.080.736,99 €	879.241,80 €	2.012.664,75 €
4	-----	1.123.966,47 €	853.632,81 €	2.866.297,56 €
5	-----	1.168.925,13 €	828.769,72 €	3.695.067,28 €
6	-----	1.215.682,14 €	804.630,80 €	4.499.698,08 €
7	-----	1.264.309,42 €	781.194,95 €	5.280.893,02 €
8	-----	1.314.881,80 €	758.441,70 €	6.039.334,72 €
9	-----	1.367.477,07 €	736.351,16 €	6.775.685,88 €
10	-----	1.422.176,15 €	714.904,04 €	7.490.589,92 €
11	-----	1.479.063,20 €	694.081,59 €	8.184.671,52 €
12	-----	1.538.225,73 €	673.865,62 €	8.858.537,14 €
13	-----	1.599.754,75 €	654.238,47 €	9.512.775,61 €
14	-----	1.663.744,95 €	635.182,98 €	10.147.958,59 €
15	-----	1.730.294,74 €	616.682,51 €	10.764.641,10 €
16	-----	1.799.506,53 €	598.720,88 €	11.363.361,97 €
17	-----	1.871.486,79 €	581.282,41 €	11.944.644,38 €
18	-----	1.946.346,27 €	564.351,85 €	12.508.996,23 €
19	-----	2.024.200,12 €	547.914,42 €	13.056.910,65 €
20	-----	2.105.168,12 €	531.955,75 €	13.588.866,40 €

Tabla 5.1: Tabla rentabilidad de la EDAM. Fuente: Elaboración propia.

Los aspectos positivos pueden ser:

- Debido a que es una energía renovable, se ahorran recursos energéticos no renovables, como carbón petróleo, gas natural o uranio. En la central térmica del Palmar, la única ubicada en la Gomera y propiedad de Endesa, cuenta con ocho grupos diésel fijos y dos grupos diésel móviles, todos ellos utilizan diésel oíl como combustible que producen una potencia total de 22,3 MW, se necesitan 0,245 toneladas equivalentes de petróleo (tep) para obtener 1 MW según la tabla 149 del último Anuario Energético de Canarias publicado en 2019. Por tanto, mediante la potencia que genera el aerogenerador se puede estimar el ahorro:

$$\text{Ahorro anual} = 4051,9 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * \frac{0,245 \text{ tep}}{MWh} = 992,7 \frac{\text{tep}}{\text{año}}$$

- Es una energía muy distribuida por todo el planeta, se diferencia de recursos más centrados en determinados lugares, la energía eólica es accesible en muchos países.

- No existe una emisión de gases, ni locales ni transfronterizos. Así, no se emiten gases de efecto invernadero (dióxido de carbono, metano, óxidos de nitrógeno), ni gases destructores de la capa de ozono, ni gases acidificantes de la atmósfera (óxidos de azufre y nitrógeno), ni residuos sólidos ni líquidos que tanto por su cantidad como por su composición puedan ser agentes contaminantes. Tampoco consume agua. A través de la web endesa.com encontramos unos indicadores medir la calidad del aire, a partir de ellos calculamos los gramos de esas emisiones ahorrados por el aerogenerador:

$$\text{Dióxido de carbono: } 4051,9 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * 0,332 \left(\frac{kg}{kWh} \right) * 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 1344932 \frac{kg}{\text{año}}$$

$$\text{Dióxido de azufre: } 4051,9 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * 0,00031 \left(\frac{kg}{kWh} \right) * 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 1255,81 \frac{kg}{\text{año}}$$

$$\text{Óxidos de nitrógeno: } 4051,9 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * 0,00083 \left(\frac{kg}{kWh} \right) * 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 3362,3 \frac{kg}{\text{año}}$$

$$\text{Partículas: } 4051,9 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * 0,000016 \left(\frac{kg}{kWh} \right) * 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 64,8 \frac{kg}{\text{año}}$$

Como aspectos negativos se destacan:

- El uso del suelo: “las necesidades del suelo para un parque eólico pueden situarse entre 50 y 150 m²/kW instalado de tal forma que la capacidad instalada por unidad de área esté comprendida entre 6 y 20 MW/km².” (Villarrubia López M., “Aspectos económicos y medioambientales” en Ingeniería de la Energía Eólica, Barcelona, Marcombo S.A., Primera Edición, 2012, 276).
- Ruido: Destacan dos tipos:
 - o Mecánico: asociado por el rozamiento entre las distintas partes móviles de la máquina (cojinetes, caja multiplicadora, generador eléctrico, etc....).
 - o Aerodinámico: en forma de sonido silbante, alcanzando distancias mayores que el anterior nombrado. “Su origen se sitúa principalmente la y partes posteriores de las palas y aumenta con la velocidad de rotación de las mismas.” (Villarrubia López M., “Aspectos económicos y medioambientales” en Ingeniería de la Energía Eólica, Barcelona, Marcombo S.A., Primera Edición, 2012, 276).

5.2. Energía solar

La energía solar fotovoltaica, como la energía eólica, es una fuente inagotable frente a los combustibles fósiles, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc...). Los principales factores ambientales son los siguientes:

- **Clima:** la generación de energía eléctrica directamente del sol no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no hay contaminación térmica ni emisión de CO₂ por efecto invernadero.
- **Geología:** Las células fotovoltaicas se fabrican con un elemento obtenido en de la arena, que es de naturaleza muy abundante y del que no se requiere una cantidad significativa.
- **Por tanto,** en la fabricación de paneles fotovoltaicos, no tiene alteración de las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.
- **Suelo:** al no existir contaminantes, vertidos o movimientos de tierra, el impacto sobre las características físico-químicas del suelo o su erosionabilidad es nulo.
- **Aguas superficiales y subterráneas:** No hay alteración de acuíferos o aguas superficiales, ni consumo, ni por contaminación por residuos.

En este caso se estima un ahorro de tep de:

$$\text{Ahorro anual} = 769,774 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * \frac{0,245 \text{ tep}}{MWh} = 188,60 \frac{\text{tep}}{\text{año}}$$

Y se obtienen el ahorro en emisiones contaminantes:

$$\text{Dióxido de carbono: } 769,774 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * 0,332 \left(\frac{kg}{kWh} \right) * 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 255564,97 \frac{kg}{\text{año}}$$

$$\text{Dióxido de azufre: } 769,774 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * 0,00031 \left(\frac{kg}{kWh} \right) * 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 238,63 \frac{kg}{\text{año}}$$

$$\text{Óxidos de nitrógeno: } 769,774 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * 0,00083 \left(\frac{kg}{kWh} \right) * 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 638,91 \frac{kg}{\text{año}}$$

$$\text{Partículas: } 769,7749 \left(\frac{MWh}{\text{año}} \right) * 0,000016 \left(\frac{kg}{kWh} \right) * 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 12,32 \frac{kg}{\text{año}}$$

5.3. Planta desaladora de agua de mar

El principal problema medioambiental de las desaladoras, al igual que otras infraestructuras, son: desbroce, desmonte y explanación de la zona del proyecto, conexión a la red y a la de saneamiento, construcción de las instalaciones y los caminos de acceso, toma de agua bruta, transporte del agua desalada, sustancias contaminantes, ruidos y vibraciones.

- Pero las afecciones más características que suelen evaluar en un estudio de impacto ambiental de este tipo de proyectos se trata de la biodiversidad y los hábitats. “La riqueza biológica de las zonas costeras se debe a su elevada diversidad ambiental, con ecosistemas de tamaño en general pequeño, formando mosaicos con abundantes ecotonos (zonas de confluencia de ecosistemas caracterizadas por una mayor biodiversidad). La franja litoral concentra numerosos «Tipos de hábitats naturales de interés comunitario cuya conservación requiere de la designación de zonas de especial conservación», que vienen definidos en el anexo I de la Directiva 92/43/CEE, relativa a los hábitats.” referencia [6]. Por tanto, obtenemos un informe generado de las especies marinas protegidas del litoral costero más cercano a la desaladora que se expondrá a continuación.

Por otra parte, en el apartado 11.1.3. de la referencia [6], se detalla específicamente, según el art. 7.1. de la referencia [17], los contenidos básicos que debe de tener un estudio ambiental.

Al final del presente anexo se encuentra un informe de las especies protegidas para las coordenadas UTM del centro de la cuadrícula: x=292.250 y=3.108.750. La costa más próxima a la desaladora.

6. CONCLUSIONES

Se han obtenido una serie de conclusiones de los diferentes estudios realizados en el presente anexo:

1. El sistema eólico requiere de un capital de inversión de 720.000€, el desembolso inicial para el huerto solar se establece en 384.504,48 €. Y el coste de adquisición de los elementos dispuestos en la EDAM ascienden a 517.860,18 €.
2. El aerogenerador, al final de su vida útil, ofrecerá un beneficio final de 11.336.408,08€. El Payback actualizado se obtiene antes del primero año de funcionamiento. Para el huerto solar, el estudio a 20 años desde su implantación presenta un beneficio de 1.928.171,64€ y se obtiene el Payback actualizado a partir del tercer año desde su implantación. En

cuanto a la EDAM, se logra un beneficio final 13.588.866,40 €, situándose el Payback actualizado en menos de un año desde la puesta en marcha.

3. Son sorprendentes los resultados obtenidos de la implementación de las energías renovables. Disponer del aerogenerador y del huerto solar es económicamente viable, pero cabe recordar que en este estudio se han supuesto una serie de hipótesis que pueden llevar al proyecto a desmarcarse mucho de una disposición real. En cuanto a la EDAM se demuestra que con su uso se puede administrar a la población de San Sebastián de La Gomera siendo rentable.

4. La unión de las instalaciones de obtención energética mediante los recursos renovables y la estación desaladora de agua de mar. Siendo el coste mínimo de venta de 0,93 €/m³ (0,07€/m³ el aerogenerador, 0,01€/m³ el huerto solar y 0,85€/m³ la estación desaladora de agua de mar). Con lo dispuesto en las tablas 6.1 y 6.2 analizando la instalación completa obtenemos que el Payback actualizado se obtiene un poco antes del segundo año, un beneficio final total de 12.484.361,92 € y un valor de rentabilidad interna del 11,25%, concluyendo con que la instalación es rentable.

5. Para una potencia instalada de 800 kW, el aerogenerador produce un ahorro anual de 992,7 toneladas equivalentes de petróleo. Para el huerto solar se produce un ahorro de 188,6 tep. Más de 1000 tep en un año, es una solución ambiental viable.

6. El ahorro de emisiones de gases contaminantes:

Con la instalación del aerogenerador:

- Dióxido de carbono (CO₂) 1344932 kg/año.
- Dióxido de azufre (SO₂) 1255,81 kg/año.
- Óxidos de nitrógeno (NO_x) 3362,3 kg/año.
- Partículas: 12,32 kg/año.

En cuanto al huerto solar:

- Dióxido de carbono (CO₂) 255564,97 kg/año.
- Dióxido de azufre (SO₂) 238,63 kg/año.
- Óxidos de nitrógeno (NO_x) 638,91 kg/año.
- Partículas: 12,32 kg/año.

Caudal producido	912500	m3/año
Inversión	1.809.488,20 €	€
Coste de explotación eólicos	0,93 €	€/m3
Coste de producción (precio suministro agua red)	1,9	€/m3

Tabla 6.1: Parámetros necesarios para estimar la rentabilidad de la instalación completa.
 Fuente: Elaboración propia.

Año	Sobre Inversión (SI)	Ahorro nominales	Ahorro actualizado constantes	VAN acumulado constantes
0	1.809.488,20 €	960.771,25 €	960.771,25 €	-1.809.488,20 €
1	-----	999.202,10 €	932.787,62 €	-876.700,58 €
2	-----	1.039.170,18 €	905.619,05 €	28.918,47 €
3	-----	1.080.736,99 €	879.241,80 €	908.160,27 €
4	-----	1.123.966,47 €	853.632,81 €	1.761.793,08 €
5	-----	1.168.925,13 €	828.769,72 €	2.590.562,80 €
6	-----	1.215.682,14 €	804.630,80 €	3.395.193,60 €
7	-----	1.264.309,42 €	781.194,95 €	4.176.388,54 €
8	-----	1.314.881,80 €	758.441,70 €	4.934.830,24 €
9	-----	1.367.477,07 €	736.351,16 €	5.671.181,40 €
10	-----	1.422.176,15 €	714.904,04 €	6.386.085,44 €
11	-----	1.479.063,20 €	694.081,59 €	7.080.167,04 €
12	-----	1.538.225,73 €	673.865,62 €	7.754.032,66 €
13	-----	1.599.754,75 €	654.238,47 €	8.408.271,13 €
14	-----	1.663.744,95 €	635.182,98 €	9.043.454,11 €
15	-----	1.730.294,74 €	616.682,51 €	9.660.136,62 €
16	-----	1.799.506,53 €	598.720,88 €	10.258.857,49 €
17	-----	1.871.486,79 €	581.282,41 €	10.840.139,90 €
18	-----	1.946.346,27 €	564.351,85 €	11.404.491,75 €
19	-----	2.024.200,12 €	547.914,42 €	11.952.406,17 €
20	-----	2.105.168,12 €	531.955,75 €	12.484.361,92 €

Tabla 6.2: Tabla rentabilidad de la instalación completa. Fuente: Elaboración propia.

INFORME DE ESPECIES PROTEGIDAS

Fecha: 26/1/2021

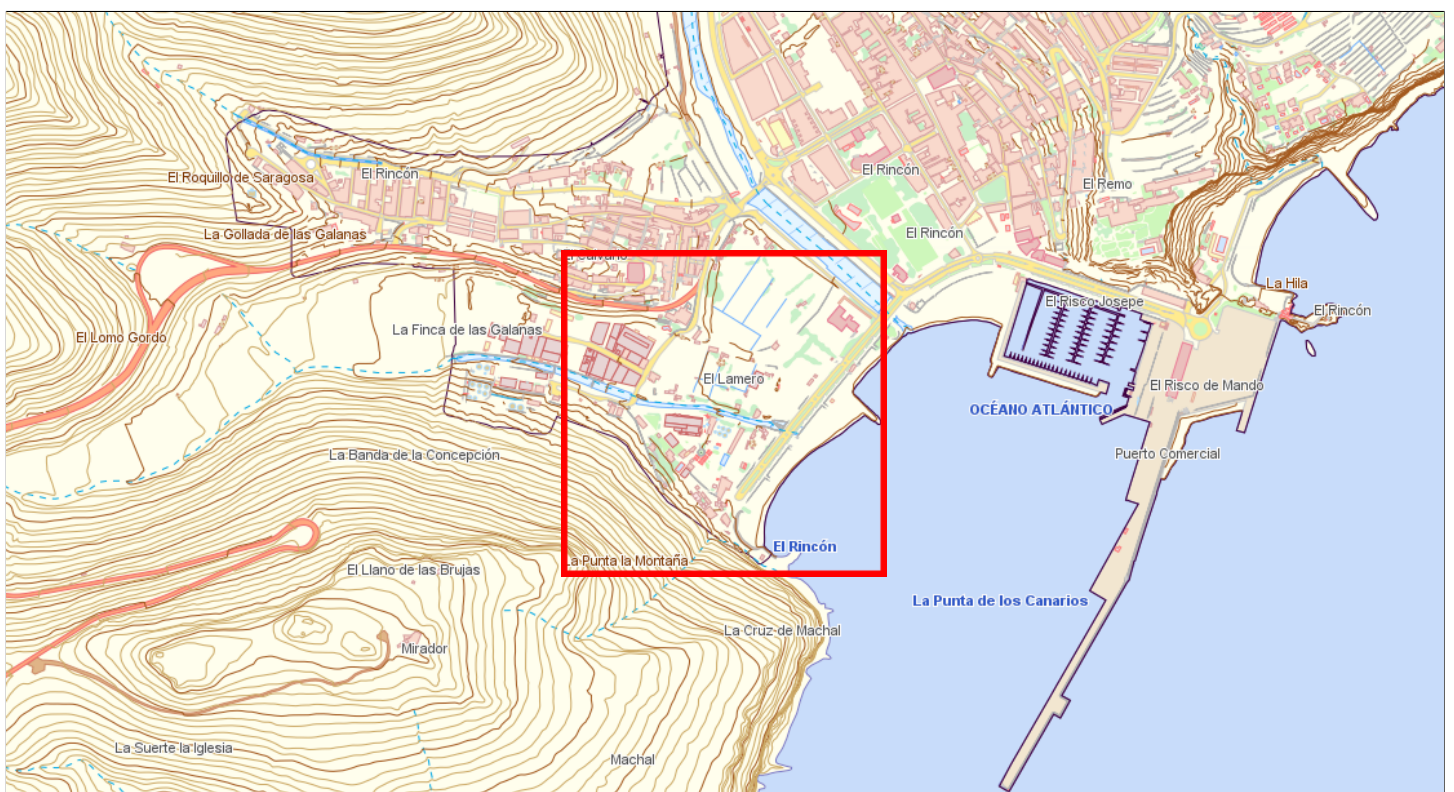
MAPA DE SITUACIÓN - CUADRÍCULA DE 500x500 m.

Ámbito: La Gomera

Coordenadas UTM del centro de la cuadrícula: $x=292.250$ $y=3.108.750$



Escala 1:12.500



Escala 1:12.500

INFORME DE ESPECIES PROTEGIDAS

Fecha: 26/1/2021

RELACIÓN DE ESPECIES PROTEGIDAS PRESENTES EN LA CUADRÍCULA

Nombre científico	Nombre común	Endémica	Origen
Anguilla anguilla	"		Nativo seguro (NS)
Cymodocea nodosa	Seba		
Cystoseira abies-marina	Mujo amarillo		
Delphinus delphis delphis	Delfín común		
Gelidium arbusculum	Gelidio rojo, mujo rojo		
Globicephala macrorhynchus	Calderon trópical, roaz		
Sargassum vulgare	Sargazo común		

INFORMACIÓN GENERAL DE LAS ESPECIES PROTEGIDAS

Distribución por islas	EH	LP	LG	TF	GC	FV	LZ
Anguilla anguilla	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Cymodocea nodosa	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Cystoseira abies-marina	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Delphinus delphis delphis	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gelidium arbusculum	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Globicephala macrorhynchus	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sargassum vulgare	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Categoría de protección en el Catálogo Canario de Especies Protegidas¹

	Isla	Categoría
Anguilla anguilla	El Hierro	Vulnerable
	Lanzarote	Vulnerable
	La Palma	Vulnerable
	Fuerteventura	Vulnerable
	Gran Canaria	Vulnerable
	La Gomera	Vulnerable
	Tenerife	Vulnerable
Cymodocea nodosa	El Hierro	Interés para los ecosistemas canarios
	Fuerteventura	Interés para los ecosistemas canarios
	Gran Canaria	Interés para los ecosistemas canarios
	La Gomera	Interés para los ecosistemas canarios
	Lanzarote	Interés para los ecosistemas canarios
	La Palma	Interés para los ecosistemas canarios
	Tenerife	Interés para los ecosistemas canarios
Cystoseira abies-marina	El Hierro	Interés para los ecosistemas canarios
	Fuerteventura	Interés para los ecosistemas canarios
	Gran Canaria	Interés para los ecosistemas canarios
	La Gomera	Interés para los ecosistemas canarios
	Lanzarote	Interés para los ecosistemas canarios
	La Palma	Interés para los ecosistemas canarios
	Tenerife	Interés para los ecosistemas canarios
Delphinus delphis delphis	El Hierro	Interés para los ecosistemas canarios
	Fuerteventura	Interés para los ecosistemas canarios
	Gran Canaria	Interés para los ecosistemas canarios
	La Gomera	Interés para los ecosistemas canarios
	Lanzarote	Interés para los ecosistemas canarios
	La Palma	Interés para los ecosistemas canarios

INFORME DE ESPECIES PROTEGIDAS

Fecha: 26/1/2021

	Tenerife Mar	Interés para los ecosistemas canarios Interés para los ecosistemas canarios
Gelidium arbusculum	Isla	Categoría
	El Hierro	Vulnerable
	Gran Canaria	Vulnerable
	La Gomera	Vulnerable
	Lanzarote	Vulnerable
	La Palma	Vulnerable
	Tenerife	Vulnerable
Globicephala macrorhynchus	Isla	Categoría
	El Hierro	Vulnerable
	Fuerteventura	Vulnerable
	Gran Canaria	Vulnerable
	La Gomera	Vulnerable
	Lanzarote	Vulnerable
	Tenerife Mar	Vulnerable Vulnerable
Sargassum vulgare	Isla	Categoría
	El Hierro	Interés para los ecosistemas canarios
	Fuerteventura	Interés para los ecosistemas canarios
	Gran Canaria	Interés para los ecosistemas canarios
	La Gomera	Interés para los ecosistemas canarios
	Lanzarote	Interés para los ecosistemas canarios
	La Palma Tenerife	Interés para los ecosistemas canarios Interés para los ecosistemas canarios

[Catálogo Canario de Especies Protegidas \(BOC nº 112 de 9 de junio 2010. Ley 4/2010, de 4 de junio\)](#)

(1) Valores de Categoría de Protección

- **En peligro de extinción (E):** Constituida por taxones o poblaciones cuya supervivencia es poco probable si los factores causales de su actual situación siguen actuando.

- **Vulnerable (V):** Constituida por taxones o poblaciones que corren riesgo de pasar a la categoría de "en peligro de extinción", en un futuro inmediato, si los factores adversos que actúan sobre ellos no son corregidos, o bien porque sean sensibles a la alteración de su hábitat, debido a que su hábitat característico esté particularmente amenazado, en grave regresión, fraccionado o muy limitado.

- **Interés para los Ecosistemas Canarios:** Constituidas por aquellas especies que, sin estar en la situación de "E" o "V", sean merecedoras de atención particular por su importancia ecológica en espacios de la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos o de la Red Natura 2000.

- **Protección Especial:** Son aquellas especies silvestres que sin estar en ninguna de las situaciones de amenaza (E o V), ni ser merecedoras de atención particular por su importancia ecológica (IEC) en la Red Canaria de Espacios Protegidos o de la Red Natura 2000, sean merecedoras de atención especial en cualquier parte del territorio de la Comunidad Autónoma en función de su valor científico, ecológico, cultural o por su singularidad o rareza.

Categoría de protección en el Catálogo Español de Especies Amenazadas²

	Isla	Categoría
Cymodocea nodosa	El Hierro	Vulnerable
	Fuerteventura	Vulnerable
	Gran Canaria	Vulnerable
	La Gomera	Vulnerable
	Lanzarote	Vulnerable
	La Palma	Vulnerable
	Tenerife	Vulnerable
Delphinus delphis delphis	Isla	Categoría
	El Hierro	Régimen de protección especial
	Fuerteventura	Régimen de protección especial
	Gran Canaria	Régimen de protección especial
	La Gomera	Régimen de protección especial
	Lanzarote	Régimen de protección especial
	La Palma Tenerife Mar	Régimen de protección especial Régimen de protección especial Régimen de protección especial
Globicephala macrorhynchus	Isla	Categoría
	El Hierro	Vulnerable
	Fuerteventura	Vulnerable
	Gran Canaria	Vulnerable
	La Gomera	Vulnerable
	Lanzarote	Vulnerable
	Tenerife Mar	Vulnerable Vulnerable

INFORME DE ESPECIES PROTEGIDAS

Fecha: 26/1/2021

Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas. (BOE nº 46, de 23 de febrero de 2011. Real Decreto 139/2011)

(2) Valores de Categoría de Protección

- **En peligro de extinción:** taxones o poblaciones cuya supervivencia es poco probable si los factores causales de su actual situación siguen actuando.
- **Régimen de protección especial:** especies, subespecies y poblaciones que sean merecedoras de una atención y protección particular en función de su valor científico, ecológico, cultural, por su singularidad, rareza, o grado de amenaza, así como aquellas que figuren como protegidas en los anexos de las Directivas y los convenios internacionales ratificados por España.
- **Vulnerable:** taxones o poblaciones que corren el riesgo de pasar a la categoría anterior en un futuro inmediato si los factores adversos que actúan sobre ellos no son corregidos.

Categoría de protección en la Directiva 92/43/CEE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres³

	Isla	Categoría
Delphinus delphis delphis	El Hierro	Anexo IV
	Fuerteventura	Anexo IV
	Gran Canaria	Anexo IV
	La Gomera	Anexo IV
	Lanzarote	Anexo IV
	La Palma	Anexo IV
	Tenerife	Anexo IV
	Mar	Anexo IV
Globicephala macrorhynchus	El Hierro	Anexo IV
	Fuerteventura	Anexo IV
	Gran Canaria	Anexo IV
	La Gomera	Anexo IV
	Lanzarote	Anexo IV
	Tenerife	Anexo IV
	Mar	Anexo IV

Conservación de hábitats naturales y de fauna/flora silvestres (DOUE nº L 206 - 22 julio de 1992. Directiva 92/43/CEE Consejo 21 de mayo de 1992)

(3) Contenidos de los Anexos de la Directiva Hábitats

- **ANEXO I:** Tipos de hábitats naturales de interés comunitario cuya conservación requiere la designación de zonas de especial conservación.
- **ANEXO II:** Especies animales y vegetales de interés comunitario para cuya conservación es necesario designar zonas de especial conservación.
- **ANEXO IV:** Especies animales y vegetales de interés comunitario que requieren una protección estricta.
- **ANEXO V:** Especies animales y vegetales de interés comunitario cuya recogida en la naturaleza y cuya explotación puede ser objeto de medidas de gestión.

Fuente de información

El servicio de Especies Protegidas en IDECanarias se ha creado con la información existente en el Banco de Datos de Biodiversidad de Canarias de la Viceconsejería de Medio Ambiente del Gobierno de Canarias. Actualmente este Banco de Datos almacena toda la información conocida de especies terrestres y marinas silvestres de Canarias actualizado hasta el año 2017 (<http://www.biodiversidadcanarias.es>). Se ha hecho la consulta sobre la distribución de las especies protegidas según los criterios establecidos por el Servicio de Biodiversidad de la Consejería, que han sido los siguientes:

1. Documentos normativos de los que se extrae la información:

- LEY 4/2010, de 4 de junio, del Catálogo Canario de Especies Protegidas.
- Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas.
- Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres.
- Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

2. Parámetros establecidos para realizar la consulta:

- Nivel de precisión = 1

El nivel de precisión es el grado de certeza que se le asigna al dato de presencia de una especie. Se distinguen cuatro niveles que van desde el 1, donde la probabilidad de encontrar un ejemplar de la especie solicitada en una cuadrícula de 500 m de lado es superior al 90%, hasta el 4 donde la presencia de la especie en el ámbito de cuadrículas es más incierta. Por ejemplo, si una especie se cita para la Cruz del Carmen 750 m, o se da una coordenada UTM tomada en el lugar exacto donde se observó la especie, se le asignaría un nivel de precisión 1. Si para el mismo caso, el autor diera la cita para el monte de las Mercedes, le correspondería un nivel de precisión 2. Si la cita se diera como Anaga, le correspondería un nivel de precisión 3, y si se citara sólo como Tenerife, un nivel 4. A pesar de que no existe en la aplicación, en el Banco de Datos también se da el caso de nivel de precisión 5, que se corresponde a las citas de especies para todo el archipiélago canario. En ese caso registra a la especie, pero no se le asigna distribución geográfica.

- Nivel de confianza = Datos seguros

El nivel de confianza es el grado de certidumbre que se le asigna a los datos de presencia de una especie, y puede venir dado por el autor del documento donde aparece la cita, o por el supervisor científico de la carga de datos. Se distinguen tres categorías:

- Seguro (que es el más utilizado).
- Dudoso, cuando existen incertidumbres taxonómicas, o bien incertidumbres en la asignación de las toponimias, cuando se tratan citas indirectas en los documentos, etc.
- Equivoco, cuando el dato de la cita de la especie es bastante probable que sea erróneo.

- Rango de años de observación de las especies = La consulta se realiza para los datos registrados de distribución conocida de las especies/subespecies terrestres hasta el año 2017.

NOTA: En cualquier caso la asignación de los niveles de precisión y confianza están siempre avalados por un documento y la supervisión científica del grupo correspondiente, quedando siempre registrado en el archivo documental del Banco de Datos de Biodiversidad.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**

Universidad de La Laguna

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
TECNOLOGIA**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

**ANEXO IX:
FICHAS TÉCNICAS**

**TRABAJO FINAL DE GRADO:
DESALACIÓN DE AGUA MARINA MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Guillermo Tremearne Dorta

Tutor: Vicente José Romero Ternero

Índice de contenidos:

Se ordenan los informes y fichas técnicas con relación a los equipos y configuraciones seleccionadas a lo largo del proyecto de la desaladora de agua de mar en San Sebastián de La Gomera:

- 1. Informe final de la configuración del núcleo de membranas del software Q+ Projection Software V3.1 del fabricante de membranas LG Chem's NanoH2O™**
- 2. Modelo membrana LG SW 440 GR**
- 3. Ficha técnica del dispositivo ERD iSave 50 del fabricante Danfoss**
- 4. Ficha técnica de la bomba de captación UPA 200/080 del fabricante KSB**
- 5. Ficha técnica de la bomba de alimentación MSH-065-D del fabricante Flowserve**
- 6. Ficha técnica de la bomba de distribución Zeox-FIRST V 12004-110-2 del fabricante Wilo**
- 7. Ficha técnica del aerogenerador Enercon E48/800**
- 8. Ficha técnica módulo solar fotovoltaico SunPower SPR-MAX3-355-BLK**
- 9. Ficha técnica del inversor Solis-3P20K-4G**

Nombre del proyecto: Desaladora	Tipo de agua: Agua San Sebastián	Edad de membrana: 3
Nombre de la empresa: ULL	Pérdida de flujo anual: 6.00%	Factor de seguridad: 1.1
Nombre de usuario: Guillermo Tremearne Dorta	Incremento del paso de sales: 10.00%	

Resumen del sistema

Caudal Perm. Total: 2,500 m3/d	Fuente de agua: Seawater-Well (SDI<3)	Presión de alimentación: 72.51 bar (1P)
Caudal Agua Bruta: 5,000 m3/d	TDS de alimentación: 38,839.56 mg/L	
Caudal Rechazo Total: 2,500 m3/d	Presión osmótica de alimentación: 28.18 bar	
Conversión Sistema: 50%	Presión osmótica del rechazo: 56.22 bar	

Sistema - Paso1

Caudal de Perm.: 2,500 m3/d	Flujo medio: 18.2 lmh	Temperatura: 21 °C
Caudal de alimentación Ol: 5,000 m3/d	Fuente de agua: Seawater-Well (SDI<3)	NDP media: 28.03 bar
Caudal de rechazo: 2,500 m3/d	TDS de alimentación: 38,829.57 mg/L	Energía específica: 3.28 kWh/m³
Conversión: 50%	Presión osmótica de alimentación: 28.18 bar	Presión de alimentación: 72.51 bar
Número de elementos: 140	Presión osmótica del rechazo: 56.22 bar	TDS del Perm.: 144.43 mg/L
Tipo de DRE: Isobaric	Eficiencia de la bomba: 77.2 %	Factor de ensuciamiento: 0.83
Recirculación:		

	N° de tubos	N° de elementos	Caudal Aliment. m3/d	Caudal Perm. m3/d	Caudal Rechazo m3/d	Presión Aliment. bar	Presión Rechazo bar	Pérdida Tubo bar	Presión Booster bar	Presión Perm. bar	Pérdida de carga entre etapas bar	Flujo medio lmh	TDS Perm. mg/L
Etapa 1	20	7	5,000	2,498.47	2,501.53	72.51	70.89	1.62	0	0	0	18.19	144.43

Análisis agua - Paso1

Iones	Agua Bruta	Aliment. Ajustada	Rechazo Etapa1	Perm. Etapa1
Amonio	0.00	0.00	0.00	0.00
Sodio	11,851.34	12,199.00	24,331.38	51.78
Potasio	450.29	463.50	924.13	2.31
Magnesio	1,467.69	1,510.74	3,018.22	1.43
Calcio	430.32	442.95	884.94	0.42
Estroncio	9.98	10.28	20.53	0.01
Bario	0.02	0.02	0.04	0.00
Fluor	0.86	0.89	1.77	0.00
Cloruro	21,313.56	21,945.88	43,779.60	85.45
Sulfato	3,152.96	3,244.68	6,484.14	1.26
Nitrato	0.70	0.72	1.42	0.02
Carbonato	3.29	0.32	0.63	0.00
Bicarbonato	141.72	146.19	291.44	0.76
Boro	5.23	5.38	9.78	0.98
Bromo	0.50	0.52	1.03	0.00
Silice	1.10	1.13	2.26	0.00
TDS	38,829.57	39,972.20	79,751.30	144.43
pH	8.00	7.00	7.00	4.91

Dentro de los tubos - Paso1

	Posición	Caudal Aliment. m3/d	Caudal Perm. m3/d	Flujo lmh	Conv. Elemento %	Pérdida Presión bar	Presión Trabajo bar	Polarización	Salinidad Aliment. mg/L	Salinidad Perm. mg/L
Etapa 1										
LG SW 440 GR	1	250.00	31.64	32.25	12.65	0.38	37.35	1.16	39,966.95	59.89
LG SW 440 GR	2	218.36	26.11	26.62	11.96	0.31	32.54	1.15	45,748.96	81.83
LG SW 440 GR	3	192.25	20.98	21.39	10.91	0.25	27.83	1.13	51,951.35	113.26
LG SW 440 GR	4	171.27	16.47	16.79	9.62	0.21	23.43	1.11	58,302.11	158.01
LG SW 440 GR	5	154.80	12.70	12.94	8.20	0.18	19.49	1.09	64,488.23	220.93
LG SW 440 GR	6	142.10	9.68	9.87	6.81	0.16	16.10	1.08	70,230.33	307.87
LG SW 440 GR	7	132.42	7.35	7.49	5.55	0.14	13.26	1.06	75,340.87	425.43

Solubilidad - Paso1

	Cálculos de solubilidad	
	Aliment.	Rechazo
LSI	-0.1	0.88
CaSO4	25.31 %	62.22 %
SrSO4	19.97 %	63.53 %
BaSO4	84.94 %	113.33 %
CaF2	9.59 %	86.31 %
SiO2	0 %	0 %
Stiff Davis Index	-1.68	-0.63

Avisos - Paso1

Exención de responsabilidad: El programa de LG NanoH2O está dirigido a personas con conocimientos técnicos adecuados, bajo su propia discreción y responsabilidad.

Las proyecciones y cálculos de consumo específico de energía obtenidos con el programa de LG NanoH2O son los resultados esperados del losses, feed pump suction pressure and permeate backpressure. sistema basados en el rendimiento promedio de la membrana y no se garantizan automáticamente. Al utilizar el programa de LG NanoH2O, el usuario se responsabiliza de tomar las medidas oportunas contra el ensuciamiento, incrustación o ataques químicos, así como a considerar las pérdidas de carga debidas a válvulas-tuberías, la presión de aspiración de la bomba de alimentación y la contrapresión en el permeado. LG NanoH2O no será responsable de ningún fallo o error de cálculo en los resultados obtenidos mediante el uso del programa de LG NanoH2O.

Además, LG NanoH2O no asume ninguna obligación o responsabilidad por resultados obtenidos o por los daños derivados de la información generada por el programa de LG NanoH2O. Debido a que las condiciones de uso y las leyes aplicables pueden diferir de un lugar a otro y pueden cambiar con el tiempo, los usuarios son responsables de determinar si los productos son adecuados para su uso.

Data Sheet



Membranas de ósmosis inversa para agua de mar

LG SW 440 GR

Descripción General

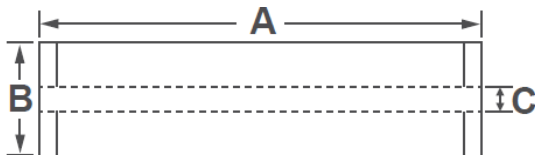
Las membranas de ósmosis inversa para agua de mar NanoH₂O™ de LG Chem, que incorporan la innovadora tecnología de membranas nanocompuestas de película fina (TFN), reducen el coste de la desalinización al mismo tiempo que ofrecen agua de calidad superior. Nuestras membranas de agua de mar ofrecen el rechazo de sales líder del sector y tienen una capacidad de producción un 20% superior que las fabricadas con tecnologías convencionales. Aprovechamos las ventajas técnicas de nuestras membranas de ósmosis inversa de agua de mar para expandir nuestra cuota de mercado alcanzando una producción de más de 3,000 millones de litros por día (MLD) en proyectos nuevos y reemplazos desde nuestra fundación.

Las membranas LG SW GR (Great Rejection, gran rechazo) combinan alto rechazo y bajo consumo energético para reducir los costes totales de los sistemas de desalación, adecuadas para empleo con aguas de mar de salinidad alta.

Especificaciones del Producto

Área Activa, ft ² (m ²)	Flujo Promedio, GPD (m ³ /d)	Rechazo de Sales Estabilizado, %	Rechazo de Sales Mínimo, %	Rechazo de Boro, %	Espaciador, mil
440 (41)	8,250 (31.2)	99.85	99.7	93	28

Condiciones de Testeo : 32,000 ppm NaCl, 5 ppm boro at 25°C (77°F), 800 psi (55 bar), pH 8, Recuperación 8%.
El flujo de permeado por elemento individual puede variar en +/-15%.



A, mm (in.)	B, mm (in.)	C, mm (in.)	Peso, kg (lbs.)
1,016 (40)	200 (7.9)	28.6 (1.125)	16 (35)

La información dimensional es indicativa y se facilita a modo de referencia. Póngase en contacto con LG Chem para obtener especificaciones técnicas detalladas.

Especificaciones de Operación

Para más información y para obtener las guías de operación por favor visite nuestra página web: www.lgwatersolutions.com

Presión máxima aplicada	1,200 psi (82.7 bar)
Máxima concentración de cloro	< 0.1 ppm
Máxima Temperatura de operación	45°C (113°F)
Rango de PH, Limpieza Continua	2-11 (2-13)
Máxima Turbidez en el Agua de alimentación	1.0 NTU
Máximo SDI en el Agua de Alimentación (15 minutos)	5.0
Flujo máximo de alimentación	75 gpm (17 m ³ /h)
Proporción mínima de concentrado a flujo de permeado para cualquier elemento	5 : 1
Máxima caída de presión (ΔP) para cada elemento	15 psi (1.0 bar)

La información y datos contenidos en el documento se consideran exactos y confiables y son expuestos de buena fe pero no generan una garantía. LG Chem no assume ninguna responsabilidad por los resultados obtenidos o por danos sufridos a través de la aplicación de la información contenida en este documento. El cliente es responsable de determinar que productos e información presentada aquí es apropiada para utilizarse adecuadamente en los sitios de trabajo y de acuerdo a las prácticas y leyes establecidas por las autoridades locales. Las especificaciones están sujetas a cambio sin previo aviso NanoH₂O es la marca registrada de LG Water Solutions y una filial de LG Chem. Todos los derechos han sido reservados © LG Chem, Ltd.

Folleto técnico

Dispositivo de recuperación de energía iSave®

iSave 50/iSave 70



Índice	Contents	
1.	Información general	3
2.	Ventajas	3
3.	Aplicaciones	3
4.	Datos técnicos	4
4.1	iSave sin motor	4
4.2	iSave con motor IEC	6
4.3	iSave con motor NEMA	7
5.	Curvas de rendimiento	8
5.1	Caudal a diferentes velocidades (rpm)	8
5.2	Curvas de caudal, iSave 50 Caudal [m ³ /h]	8
5.3	Curvas de caudal, iSave 70 Caudal [m ³ /h]	8
5.4	Curva de par para unidades iSave 50 e iSave 70	9
5.5	Curva de mezcla	9
6.	Temperatura y corrosión	10
6.1	Funcionamiento	10
7.	Instalación	10
7.1	Funcionamiento y montaje	10
7.2	Montaje horizontal	10
7.3	Conexión a los puertos de entrada o descarga	11
7.4	Filtración	11
7.5	Ruido	11
7.5	Sistemas de ósmosis inversa con una unidad iSave	12
8.	Dimensiones y conexiones	14
8.1	iSave 50-70 sin motor eléctrico	14
8.2	iSave 50-70 con motor IE3 de 18.5 Kw montado verticalmente sobre parte frontal del bastidor	15
8.3	iSave 50-70 con motor IE3 de 18.5 Kw montado verticalmente sobre parte posterior del ... bastidor	16
8.4	iSave 50-70 con motor IE3 de 18,5 kW en bancada horizontal	17
8.5	iSave 50-70 con motor NEMA 30 HP montado verticalmente sobre parte frontal del ... bastidor	18
8.6	iSave 50-70 con motor NEMA de 30 HP montado verticalmente sobre ... parte posterior del bastidor	19
8.7	iSave 50-70 con motor NEMA de 30 HP en bancada horizontal	20
9.	Inspección	21
10.	Accesorios	21
9.1	Garantía	21
9.2	Consideraciones acerca de las condiciones de funcionamiento	21
9.3	Mantenimiento	21
9.4	Asistencia para la reparación	21
10	Accesorios	21
11	Documentos útiles	22

1. Información general

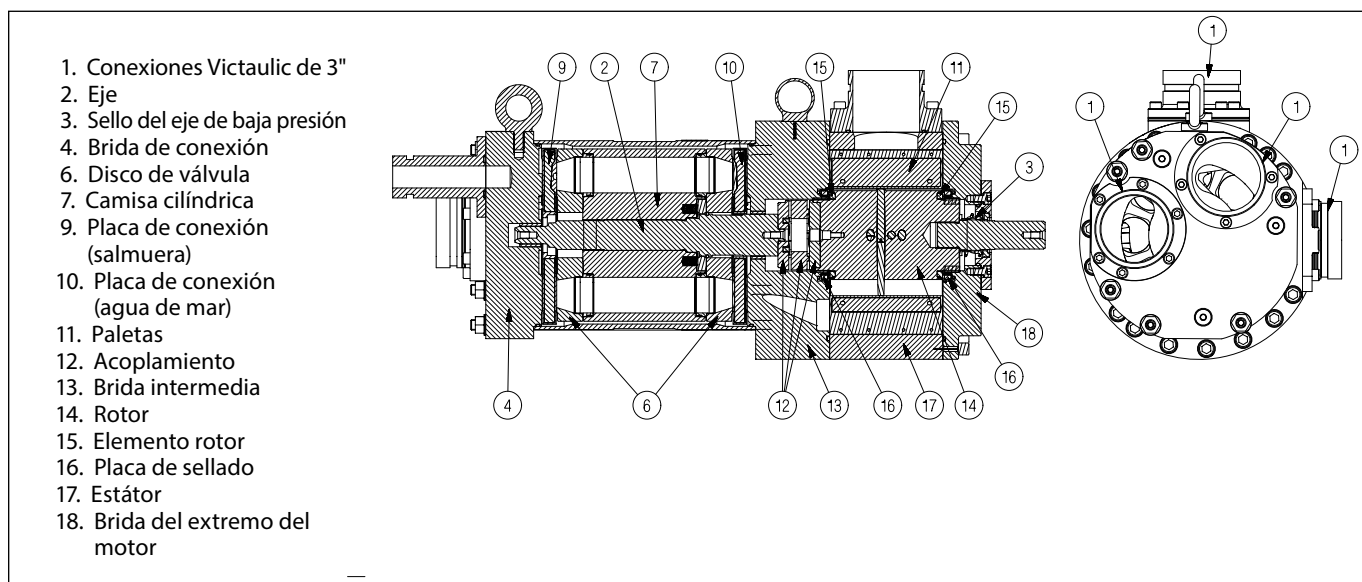
Los dispositivos de recuperación de energía (ERD) se usan en sistemas de ósmosis inversa (RO) para reciclar la energía contenida en la salmuera descargada por las membranas. Los modelos iSave 50 e iSave 70 están diseñados para el uso con fluidos poco viscosos y corrosivos, como el agua de mar.

Todos los dispositivos de recuperación de energía iSave de Danfoss se componen de un intercambiador de presión isobárico y una bomba de desplazamiento positivo, ambos combinados en una unidad caracterizada por sus dimensiones compactas. La bomba, de tipo *booster* y alta presión, se basa en el principio de bomba de paletas, lo cual le confiere un diseño ligero y compacto. Las bombas de paletas son bombas de desplazamiento fijo cuyo caudal es proporcional al número de revoluciones (rpm)

del eje propulsor, lo cual permite controlar el caudal. El control de velocidad se lleva a cabo mediante un VFD. El diseño de las unidades iSave garantiza la lubricación de las piezas móviles mediante el propio fluido.

Todas las piezas que incorporan las unidades iSave 50 y 70 están diseñadas para proporcionar una prolongada vida útil y la máxima eficiencia con el mínimo mantenimiento.

A diferencia de las bombas centrífugas, estas unidades generan el mismo caudal a una determinada velocidad, independientemente de la presión de descarga.



2. Ventajas

- Notable ahorro energético y bajo consumo de energía específica (SEC)
- Instalación sencilla y compacta, con la bomba y el intercambiador de presión en una sola unidad
- Sistema de diseño sencillo y funciones de monitorización sin necesidad de caudalímetros de alta presión
- Funcionamiento sencillo con diseño que impide el exceso de revoluciones/descarga
- Inspección modular sencilla
- Resistencia a la corrosión (todas las piezas en contacto con el medio se fabrican en materiales resistentes a la corrosión, como Super Duplex o Duplex)
- Menor número de componentes

3. Aplicaciones

Los ERD iSave de Danfoss forman parte en la actualidad de numerosas plantas de desalinización por ósmosis inversa de todo el mundo.

A continuación se recogen algunas de las aplicaciones típicas de las unidades iSave 50-70:

- Soluciones contenedorizadas para hoteles y complejos de ocio en islas y regiones costeras
- Sistemas a bordo de buques
- Plataformas marítimas pertenecientes a los sectores del petróleo y el gas
- Redes de suministro de agua municipales y privadas

4. Datos técnicos
4.1 iSave sin motor

Tamaño de la unidad iSave		iSave 50	iSave 70
Código		180F7020	180F7021
Presión			
Presión diferencial máx. (salida HP - entrada HP)	bar(g)	5	5
	psi(g)	72	72
Presión mín., salida HP (presión de trabajo mín. permitida)	bar(g)	40	40
	psi(g)	580	580
Presión máx., salida HP (presión de trabajo máx. permitida, MAWP) ¹⁾	bar(g)	83	83
	psi(g)	1200	1015
Presión mín., entrada HP (intermitente) ²⁾³⁾	bar(g)	2	2
	psi(g)	29	29
Presión máx., entrada LP (MAWP) ¹⁾	bar(g)	5	5
	psi(g)	72	72
Presión máx., entrada LP (pico)	bar(g)	10	10
	psi(g)	145	145
Presión de trabajo mín. permitida, entrada LP	bar(g)	2	2
	psi(g)	29	29
Presión diferencial máx. (entrada LP - salida LP)	bar(g)	0,53	0,79
	psi(g)	7,69	11,46
Presión de prueba estática máx. (entrada HP y salida HP)	bar(g)	108	108
	psi(g)	1566	1566
Presión de prueba estática máx. (entrada LP y salida LP)	bar(g)	13	13
	psi(g)	189	189
Velocidad			
Velocidad mín.	rpm	525	625
Velocidad máx.	rpm	650	875
Caudal típico⁴⁾			
Caudal a velocidad mín., salida HP	m ³ /h	42	50
	gpm	184	220
Caudal a velocidad máx., salida HP	m ³ /h	52	70
	gpm	228	308
Caudal de lubricación máx. a 60 bar(g) (871 psi(g))	l/min	25	25
	gpm	6,6	6,6
Caudal de pico, entrada LP ¹⁰⁾	m ³ /h	120	120
	gpm	528	528
Caudal de trabajo máx. permitido, entrada LP ⁷⁾	m ³ /h	57,2	70
	gpm	252	308

Especificaciones técnicas			
Temperatura del medio ⁵⁾	°C	2-35	2-35
	°F	36-95	36-95
Temperatura ambiente	°C	0-50	0-50
	°F	32-122	32-122
Requisitos de filtración (nominal) ⁶⁾		3 µm, <i>melt-blown</i>	
Incremento de la salinidad en la membrana con una tasa de recuperación del 40 % y caudal compensado ⁹⁾		2-3 %	
Peso (en seco)	kg	164	164
	lb	362	362
Peso (en funcionamiento con agua)	kg	172	172
	lb	379	379
Ruido			
Nivel de presión sonora L _{PAV} , 1 m ⁸⁾	dB(A)	83	86
Datos de par			
Par de trabajo máx. permitido	N·m	170	190
	lbf·ft	125	140
Par de arranque máx. (sacudida/fricción)	N·m	180	180
	lbf·ft	132	132

- 1) Presión de trabajo máx. permitida en funcionamiento continuo. Para presiones inferiores o superiores, póngase en contacto con Danfoss.
- 2) Nivel de presión típico durante el arranque y la descarga de permeado.
- 3) La presión intermitente es aceptable durante menos de 10 minutos durante un período de 6 horas.
- 4) Caudal medio típico con una presión diferencial de 60 bar(g) y 3 bar(g).
- 5) Según la concentración de NaCl.
- 6) Consulte la sección 7.4 Filtración.
- 7) Funcionamiento continuo: las unidades iSave pueden funcionar de manera continua con un exceso de descarga del 10 % siempre que el caudal en la entrada LP no sea superior a 70 m³/h.

- 8) Nivel de presión sonora ponderado A a 1 m de las superficies de la unidad de la bomba (caja de referencia), según la norma EN ISO 20361, sección 6.2. Los ensayos de ruido se han realizado según la norma EN ISO 3744:2010 con una unidad de motor/bomba funcionando a máxima presión/velocidad (rpm).
- 9) Caudal compensado: la tasa de mezcla se define al caudal compensado cuando la entrada HP es igual a la entrada LP.
- 10) Durante el arranque del sistema: las unidades iSave pueden funcionar durante un máx. de 10 min con un 150 % del caudal nominal máx. en la entrada LP. El tiempo durante el que se supere el límite máx. de caudal nominal debe reducirse tanto como sea posible para minimizar el desgaste.

4.2 iSave con motor IEC

Tamaño de la unidad iSave		iSave 50	iSave 70
Código (vertical)		180F7038	180F7040
Código (horizontal)		180F7023	180F7025
Presión, velocidad, caudal, temperatura y par idénticos con		180F7020	y 180F7021
Eficiencia			
Eficiencia a la velocidad máx., a 60 bar(g) (871 psi(g))	%	93,7	92,4
Especificaciones técnicas			
Temperatura del medio ⁵⁾	°C	2-35	2-35
	°F	36-95	36-95
Requisitos de filtración (nominal) ⁶⁾		3 µm, <i>melt-blown</i>	
Peso (en seco), vertical/horizontal	kg	441/463	441/463
	lb	972/1021	972/1021
Peso (en funcionamiento con agua), vertical/horizontal	kg	470/471	470/471
	lb	1036/1038	1036/1038
Ruido			
Nivel de presión sonora L _{PA} , 1 m ²⁾	dB(A)	83	86
Ocupación en superficie			
Ocupación en superficie (posición vertical) ³⁾	m ²	0,44	0,44
	ft ²	4,71	4,71
Ocupación en superficie (posición horizontal) ³⁾	m ²	0,76	0,76
	ft ²	8,14	8,14
Datos de par			
Par de trabajo máx. permitido	N·m	170	177
	lbf·ft	125	130,5
Par de arranque máx. (sacudida/fricción)	N·m	180	180
	lbf·ft	132	132
Datos del Motor			
Velocidad Nominal	rpm	985	985
Corriente nominal a 400 V	A	37	37
Potencia del motor	kW	18,5	18,5
	HP	30,0	30,0
Tamaño del bastidor	IEC	200L	200L
	Polos	6	6
Par nominal del motor a la velocidad nominal	N·m	177	177
	lbf·ft	130,5	130,5
Temperatura ambiente nominal del motor ⁴⁾	°C	40	40
	°F	104	104
Aislamiento del motor	Clase	B	B
Grados de protección del motor	IP	55	55

2) Nivel de presión sonora ponderado A a 1 m de las superficies de la unidad ERD (caja de referencia), según la norma EN ISO 20361, sección 6.2. Los ensayos de ruido se han realizado según la norma EN ISO 3744:2010 con un ERD con motor (unidad de motor/bomba), con presión y velocidad variables entre los niveles mín. y máx.

3) Área cubierta por las configuraciones recomendadas con motor IE3 (sin incluir el espacio necesario para la inspección del ERD).

4) Para temperaturas superiores, póngase en contacto con Danfoss.

5) Según la concentración de NaCl.

6) Consulte la sección 7.4 Filtración.

7) Eficiencia típica del intercambiador de calor, la bomba *booster*, el motor eléctrico y el VFD a una presión diferencial de 3 bar(g) tras la puesta en servicio y el rodaje de un sistema.

4.3 iSave con motor NEMA

Tamaño de la unidad iSave		iSave 50	iSave 70
Código (vertical)		180U0062	180U0064
Código (horizontal)		180U0003	180U0005
Presión, velocidad, caudal, temperatura y par idénticos con		180F7020	180F7021
Eficiencia			
Eficiencia a la velocidad máx., a 60 bar(g) (871 psi(g)) ⁷⁾	%	93,7	92,4
Especificaciones técnicas			
Temperatura del medio ⁵⁾	°C	2-35	2-35
	°F	36-95	36-95
Requisitos de filtración (nominal) ⁶⁾		3 µm, <i>melt-blown</i>	
Peso (en seco), vertical/horizontal	kg	484/506	484/506
	lb	1067/1116	1067/1116
Peso (en funcionamiento con agua), vertical/horizontal	kg	513/535	513/535
	lb	1131/1179	1131/1179
Ruido			
Nivel de presión sonora L _{PA} , 1 m ²⁾	dB(A)	83	86
Ocupación en superficie			
Ocupación en superficie (posición vertical) ³⁾	m ²	0,44	0,44
	ft ²	4,71	4,71
Ocupación en superficie (posición horizontal) ³⁾	m ²	0,76	0,76
	ft ²	8,14	8,14
Datos de par			
Par de trabajo máx. permitido	N·m	170	177
	lbf·ft	125	130,5
Par de arranque máx. (sacudida/fricción)	N·m	180	180
	lbf·ft	132	132
Datos del Motor			
Velocidad Nominal	rpm	1180	1180
Corriente nominal a 400 V	A	36,2	36,2
Potencia del motor	kW	22,5	22,5
	HP	30,0	30,0
Tamaño del bastidor	NEMA	324/6T	324/6T
	Polos	6	6
Par nominal del motor a la velocidad nominal	N·m	179	179
	lbf·ft	132	132
Temperatura ambiente nominal del motor ⁴⁾	°C	40	40
	°F	104	104
Aislamiento del motor	Clase	B	B
Grados de protección del motor	IP	55	55

2) Nivel de presión sonora ponderado A a 1 m de las superficies de la unidad ERD (caja de referencia), según la norma EN ISO 20361, sección 6.2. Los ensayos de ruido se han realizado según la norma EN ISO 3744:2010 con un ERD con motor (unidad de motor/bomba), con presión y velocidad variables entre los niveles mín. y máx.

3) Área cubierta por las configuraciones recomendadas con motor IE3 (sin incluir el espacio necesario para la inspección del ERD).

4) Para temperaturas superiores, póngase en contacto con Danfoss.

5) Según la concentración de NaCl.

6) Consulte la sección 7.4 Filtración.

7) Eficiencia típica del intercambiador de calor, la bomba *booster*, el motor eléctrico y el VFD a una presión diferencial de 3 bar(g) tras la puesta en servicio y el rodaje de un sistema.

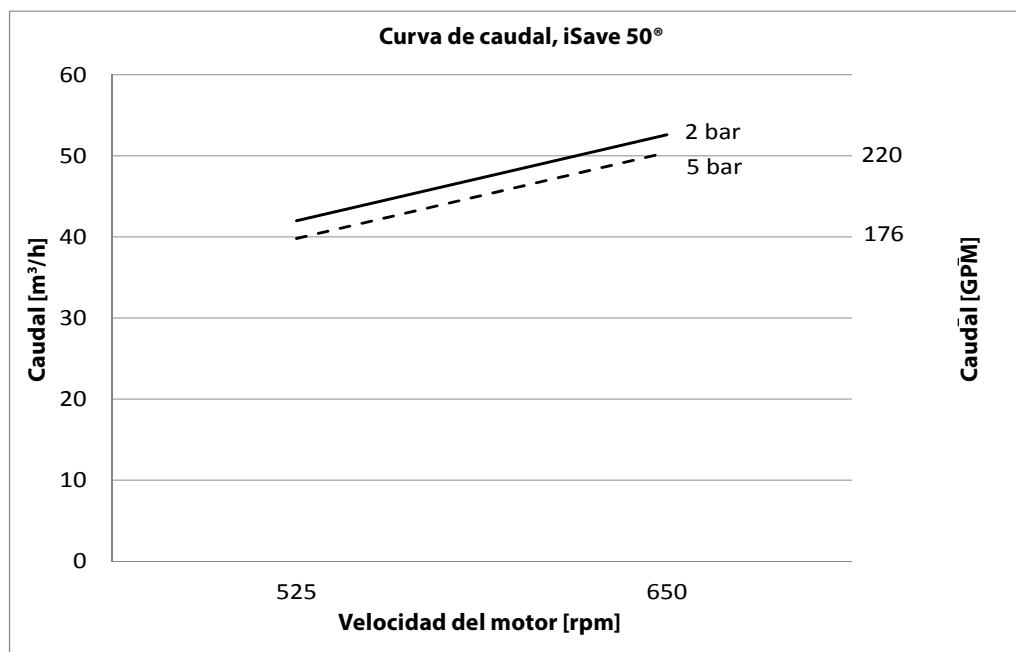
5. Curvas de rendimiento 5.1 Caudal a diferentes velocidades (rpm)

Los gráficos muestran que es posible alterar el caudal HP modificando la velocidad de rotación de la unidad iSave. La relación caudal/rpm permanece constante, por lo que el caudal necesario se puede obtener modificando la velocidad de rotación hasta el valor requerido.

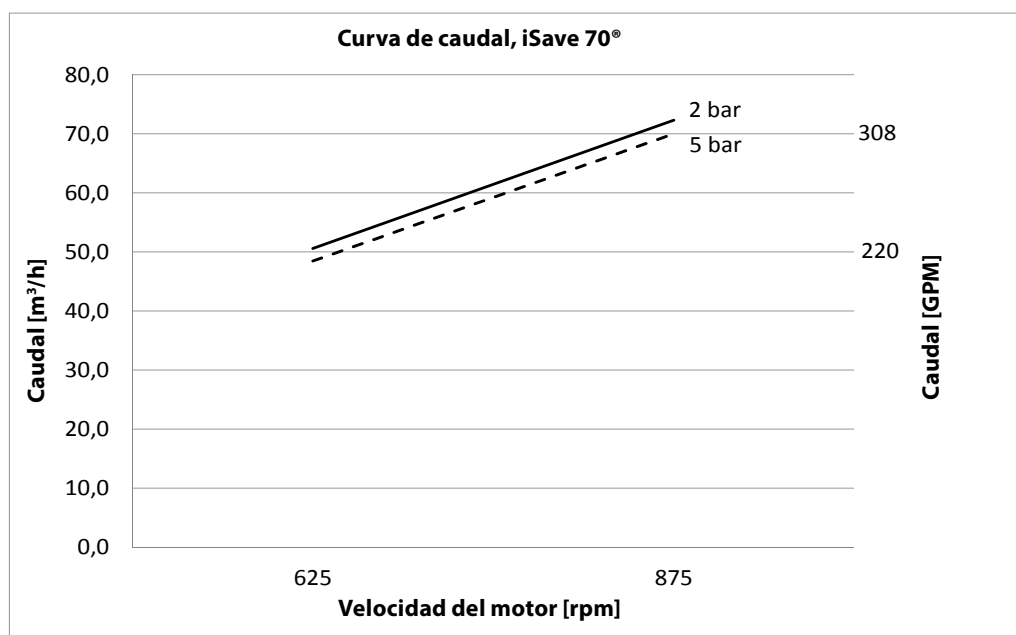
Si desea obtener datos precisos o asesoramiento, póngase en contacto con Danfoss High Pressure Pumps.

Las unidades iSave se entregan con un certificado de rendimiento 3.1, según la norma EN 10204.

5.2 Curvas de caudal, iSave 50

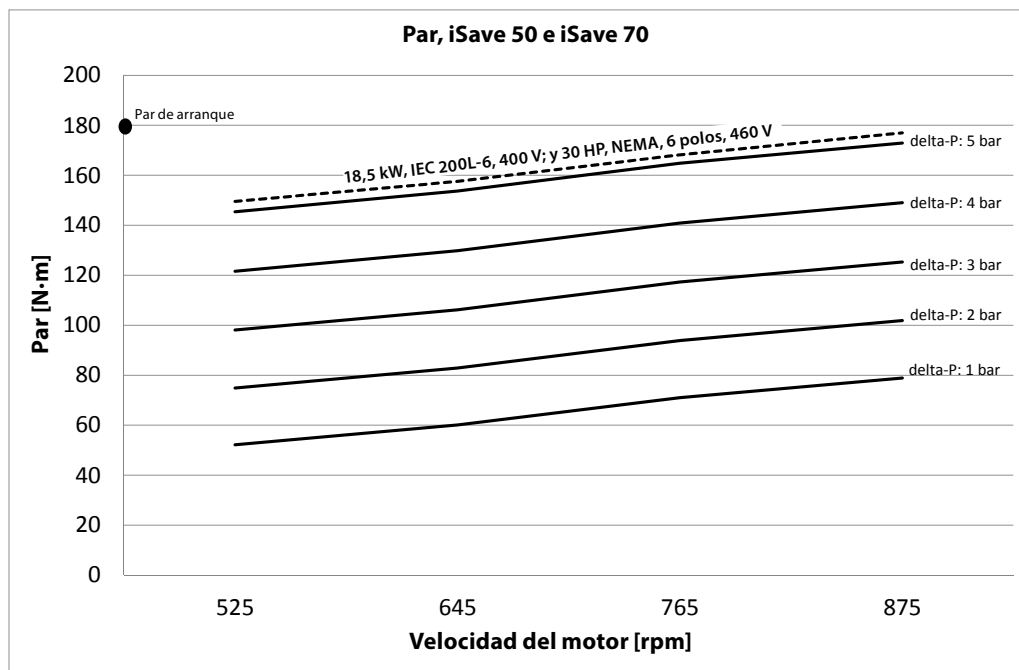


5.3 Curvas de caudal, iSave 70

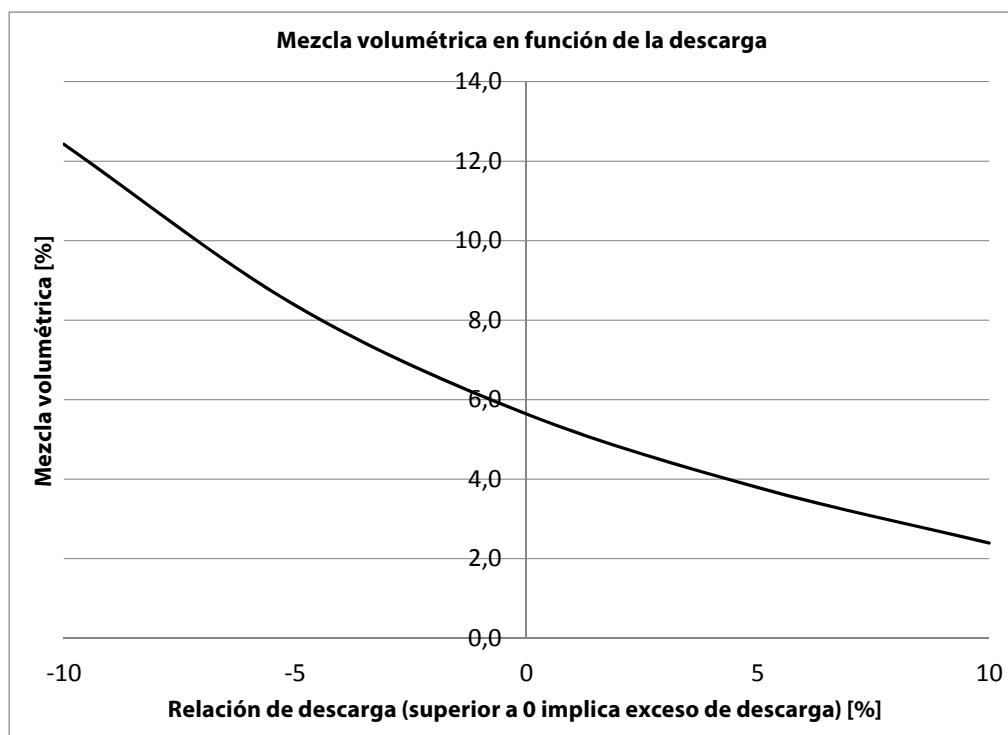


5.4 Curva de par para unidades iSave 50 e iSave 70

La curva siguiente ilustra los valores típicos.



5.5 Curva de mezcla

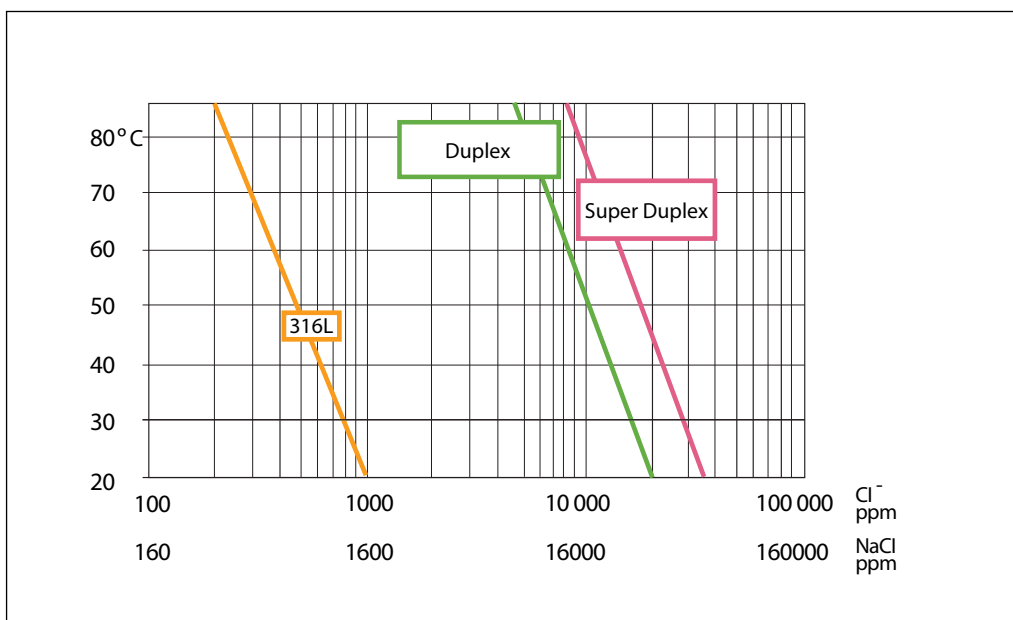


6. Temperatura y corrosión

6.1 Funcionamiento

El gráfico siguiente ilustra la resistencia corrosiva de diferentes tipos de acero inoxidable en relación con la concentración de NaCl y la temperatura. Todas las piezas críticas de las unidades iSave se fabrican en Super Duplex 1.4410/UNS 32 750 o Duplex 1.4462/UNS 32803.

Lave siempre la unidad iSave con agua dulce al detenerla para minimizar el riesgo de corrosión a través de las fisuras.



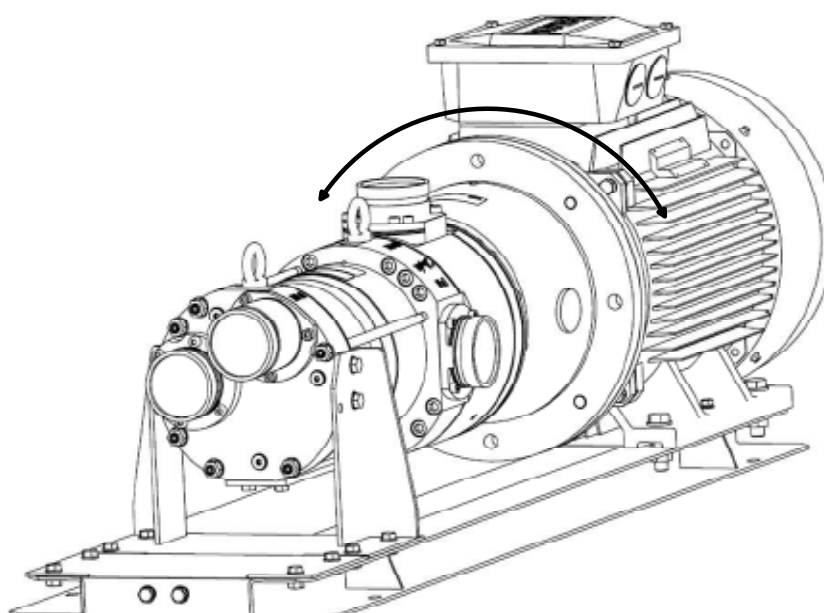
7. Instalación

7.1 Funcionamiento y montaje

Las unidades iSave 50 e iSave 70 se pueden montar en posición horizontal o vertical. Si el montaje tiene lugar en posición vertical, el motor eléctrico deberá quedar situado por encima de la unidad iSave.

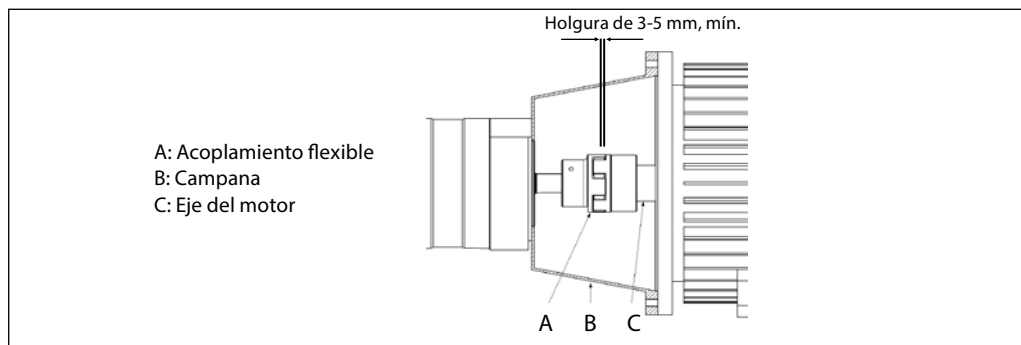
7.2 Montaje horizontal

Las unidades iSave se entregan con los puertos orientados en direcciones estándar. El cliente puede modificar la orientación de los puertos girando la carcasa combinada de la unidad iSave y la campana alrededor del centro del eje del motor.



El siguiente ejemplo muestra cómo instalar la bomba y conectarla a un motor eléctrico.

Nota: Debe evitarse toda carga axial o radial sobre el eje.



7.3 Conexión a los puertos de entrada o descarga:

- Si se usan tuberías rígidas, es importante respetar la directriz 180R9367 sobre la conexión de tuberías.
- Si se usan mangueras flexibles, se recomienda usar dispositivos de sujeción de mangueras. Debe respetarse también la directriz 180R9084 sobre el montaje correcto e incorrecto de mangueras.

7.4 Filtración

El agua de alta calidad prolonga la vida útil del sistema.

El agua suministrada a la unidad iSave debe filtrarse a 3 µm (valor nominal) mediante un filtro *melt-blown* bien sellado por los extremos. Póngase en contacto con Danfoss si necesita ayuda para elegir el filtro correcto.

Además de elegir un filtro adecuado con una carcasa idónea, es importante garantizar el buen sellado de los extremos del cartucho. Si existe un alto riesgo de *by-pass* de agua, se recomienda usar una segunda etapa de filtración.

Dada la amplia variedad de filtros disponibles en el mercado, Danfoss High Pressure Pumps recomienda usar cartuchos que ofrezcan un rendimiento constante y fiable, así como una elevada eficiencia, alrededor de un núcleo de soporte central. Danfoss High Pressure Pumps no recomienda cartuchos que requieran aglutinantes o resinas de tipo alguno.

Puede adquirir filtros a través de Danfoss High Pressure Pumps. Para más información sobre la importancia de una filtración adecuada, consulte nuestra publicación "Filtración" (código 521B1009), en la que se explican las definiciones de filtración y se proporciona orientación para seleccionar el filtro más apropiado.

7.5 Ruido

Dado que las unidades iSave se montan en una campana con un motor eléctrico, el nivel de ruido debe determinarse para el sistema al completo. Para minimizar las vibraciones y el ruido generados por el sistema, es importante montar correctamente las unidades iSave destinadas a la instalación horizontal en un bastidor con amortiguadores.

Los diseños rígidos con tuberías metálicas causan vibraciones y ruido. Se recomienda, por tanto, instalar mangueras flexibles de alta presión entre la red de tuberías rígidas de la planta de ósmosis inversa y la unidad iSave, o bien emplear múltiples conexiones con abrazaderas Victaulic siempre que sea posible.

Factores que influyen en el nivel de ruido:

Velocidad:

- Una alta velocidad de rotación (rpm) da lugar a más caudal/pulsaciones soportadas por la estructura/vibraciones que una baja velocidad de rotación (rpm) como resultado de la mayor frecuencia.

Presión:

- Una presión alta da lugar a más ruido que una presión baja.

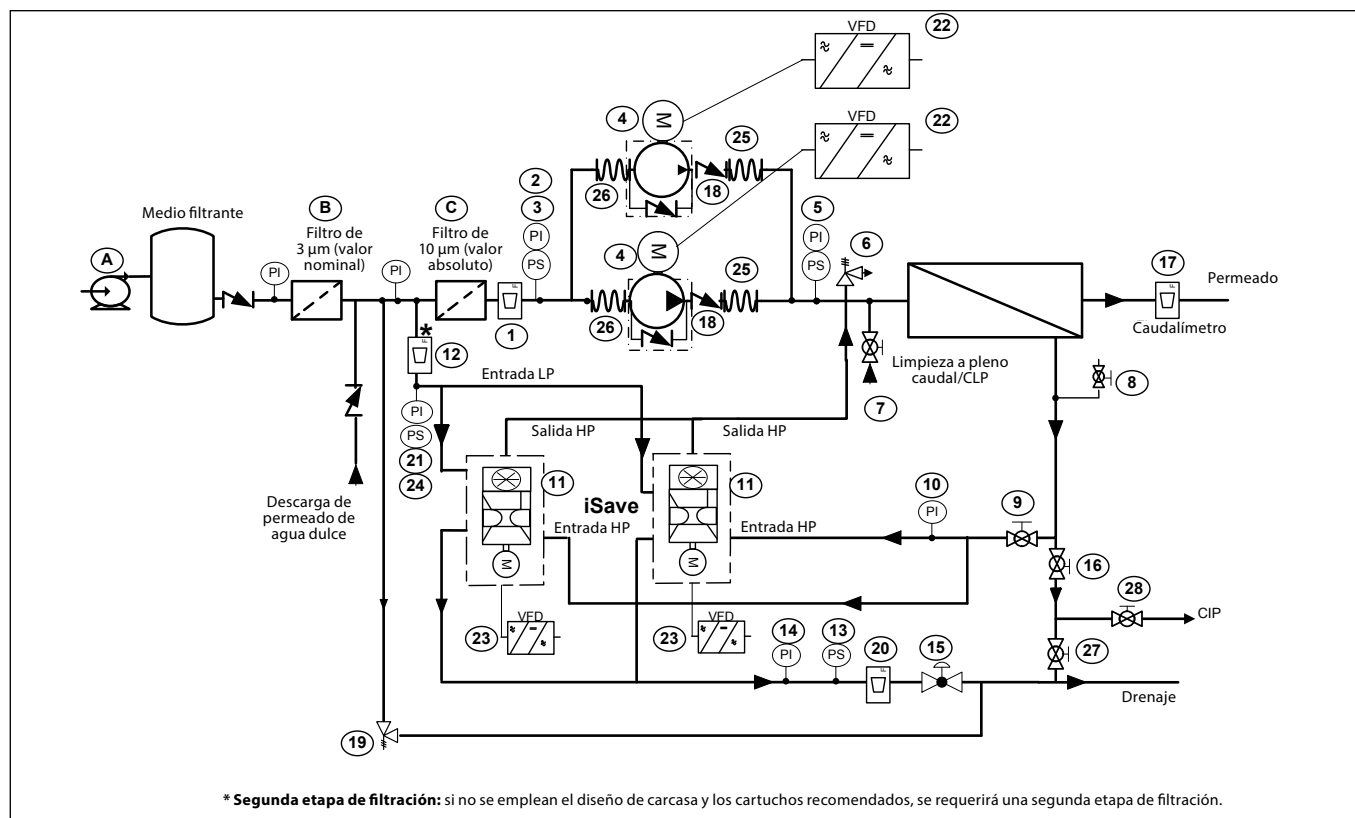
Montaje:

- Las instalaciones rígidas generan más ruido que las instalaciones flexibles, ya que la estructura debe soportar más vibraciones.

Conexiones a la unidad iSave:

- La conexión directa de las tuberías a la unidad iSave genera más ruido que el uso de mangueras flexibles, ya que la estructura debe soportar más vibraciones.
- Variadores de frecuencia (VFD): Los motores controlados mediante VFD pueden incrementar el nivel de ruido si el VFD no se ajusta correctamente.

7.5 Sistemas de ósmosis inversa con una unidad iSave



Descripción del diagrama de tuberías e instrumentación

A. Filtro de entrada:

Instale filtros de entrada en la línea LP, antes de la unidad iSave (11). Consulte la directriz 210B1009 sobre filtración. Si no se emplean el diseño de carcasa y los cartuchos recomendados, se requerirá una segunda etapa de filtración. Consulte la nota anterior (*). Limpie a fondo las tuberías y el sistema de descarga antes del arranque.

B. Presión de entrada:

Debe garantizarse que la unidad iSave funcione según las especificaciones. Consulte el folleto técnico de la unidad iSave correspondiente. Requerido: debe garantizarse la presión mín. para evitar fenómenos de cavitación. Recomendado: debe garantizarse la presión máx. para evitar sobrecargas hidráulicas y mecánicas. (13) para iSave 21 e iSave 40. (24) para iSave 50 e iSave 70.

C. Tuberías y mangueras:

Las tuberías deben dimensionarse de manera que se minimicen las pérdidas de presión (máximo caudal, mínima longitud y mínimo número de codos/conexiones y uniones para evitar pérdidas de presión y turbulencias). Se recomienda el uso de mangueras flexibles para reducir las vibraciones y el ruido. Si desea obtener más información, consulte los folletos técnicos de Danfoss 521B0909 sobre mangueras

y uniones de manguera, y 180R9084 sobre montaje incorrecto de mangueras.

D. Control del caudal de entrada y mezcla:

Para compensar el caudal LP contra el caudal HP en la unidad iSave y la mezcla de control, instale un caudalímetro en la entrada de baja presión (12) o la salida de baja presión (20) de la unidad iSave.

E. Control de la presión de salida:

Para controlar la presión de entrada necesaria, debe instalarse una válvula de contrapresión (15) en la tubería de salida común de las unidades iSave. La válvula debe estar diseñada para controlar el caudal. Se recomienda usar una válvula manual con función de bloqueo o una válvula con función de control automático.

F. Velocidad variable y protección contra sobrecarga:

Instale un VFD para controlar la velocidad de la unidad iSave y protegerla contra sobrecargas mecánicas. Consulte el manual de instrucciones 180R9372 si necesita ayuda para ajustar el VFD.

G. Control del caudal de descarga LP:

Consulte el apartado "E".

H. Purga de aire:

Instale una válvula de purga de aire (8) en el punto más alto de la red de tuberías de alta presión para garantizar la purga de aire del sistema antes del arranque.

I. Alivio de presión (alta presión):

La válvula de alivio de presión (6) protege el sistema al completo frente a sobrecargas de presión y libera agua cuando la presión supera la presión máxima establecida. Si la bomba de alta presión es una bomba de desplazamiento positivo, esta puede generar una presión muy elevada, superando incluso la resistencia mecánica de la carcasa de la membrana, las tuberías y otros accesorios. Si se usan bombas APP con válvulas de retención VCM de Danfoss, se recomienda instalar una válvula de alivio de presión o una válvula de seguridad, como muestra la ilustración. Si no se usan válvulas de retención Danfoss, la válvula deberá situarse entre la bomba y la válvula de retención. Si desea obtener más información, consulte la guía de diseño 180R9371 sobre el uso de válvulas de seguridad en sistemas de ósmosis inversa de agua de mar.

J. Válvula de alivio de presión (baja presión):

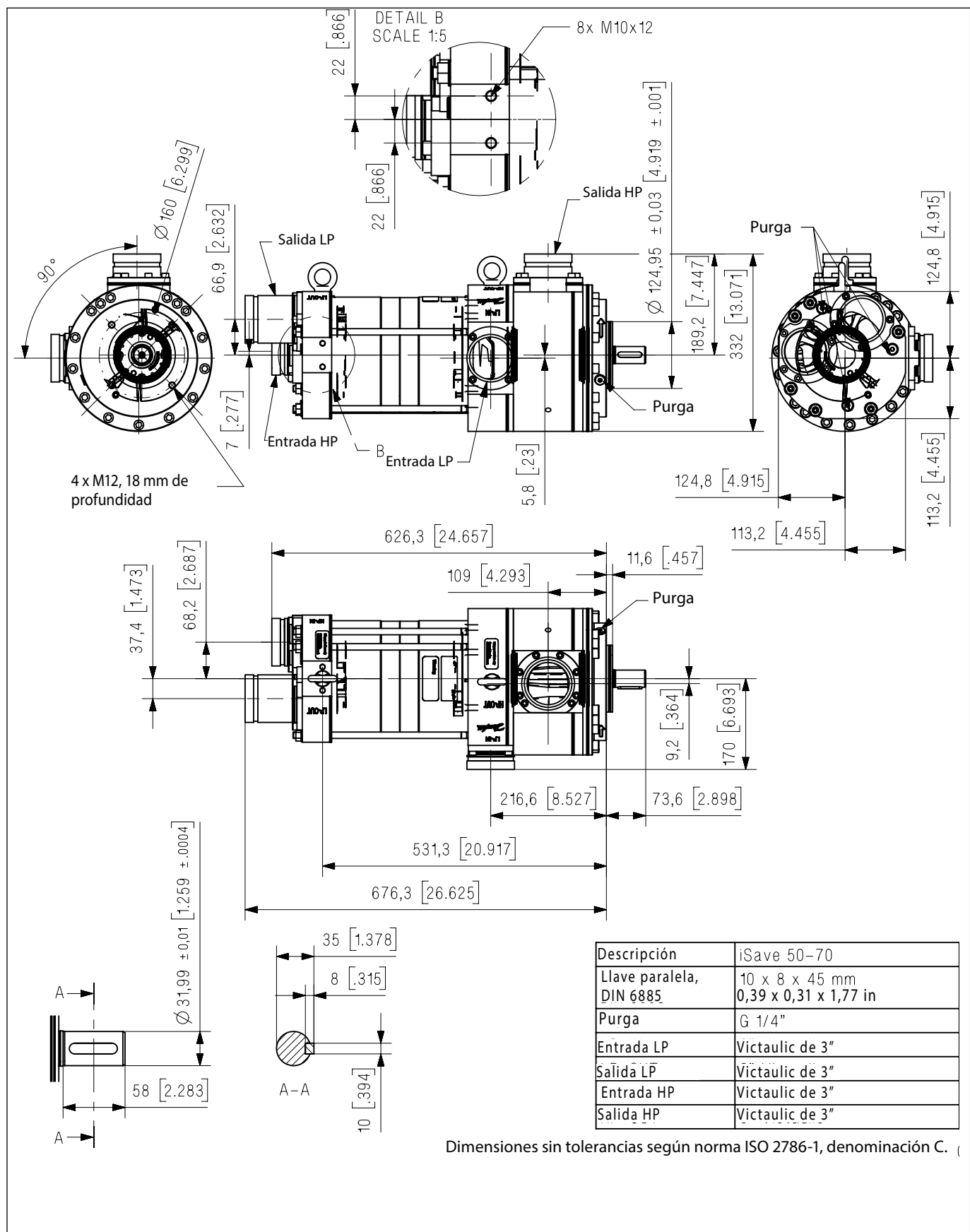
La válvula de alivio de presión o válvula de seguridad (19) protege las tuberías de baja presión frente a sobrecargas de presión y libera agua cuando la presión supera la presión máxima permitida.

Si necesita una descripción más detallada del diagrama de tuberías e instrumentación, consulte la guía de diseño 180R9370 de Danfoss sobre diagramas de tuberías e instrumentación, o póngase en contacto con Danfoss.

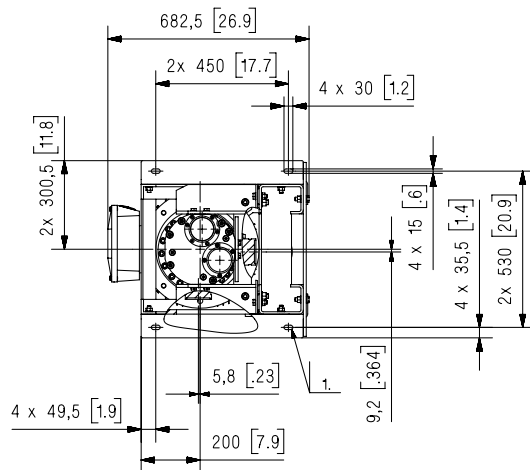
Las unidades iSave 50 e iSave 70 se pueden montar en paralelo. Para más información, consulte la guía de diseño 180R9354 sobre la instalación en paralelo de bombas APP y unidades iSave, o póngase en contacto con Danfoss.

8. Dimensiones y conexiones

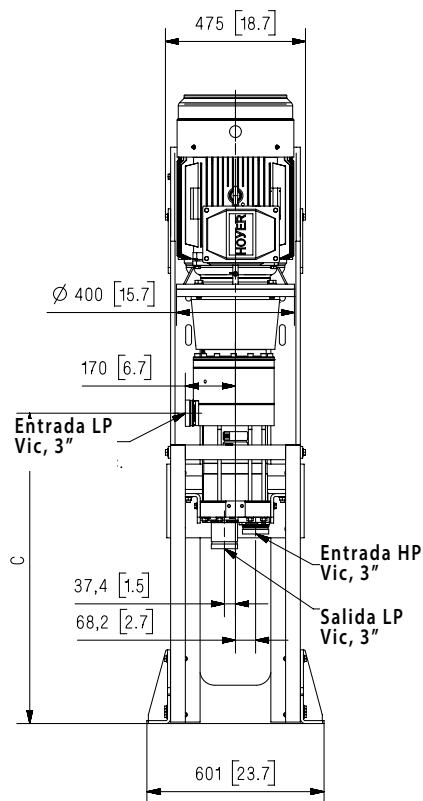
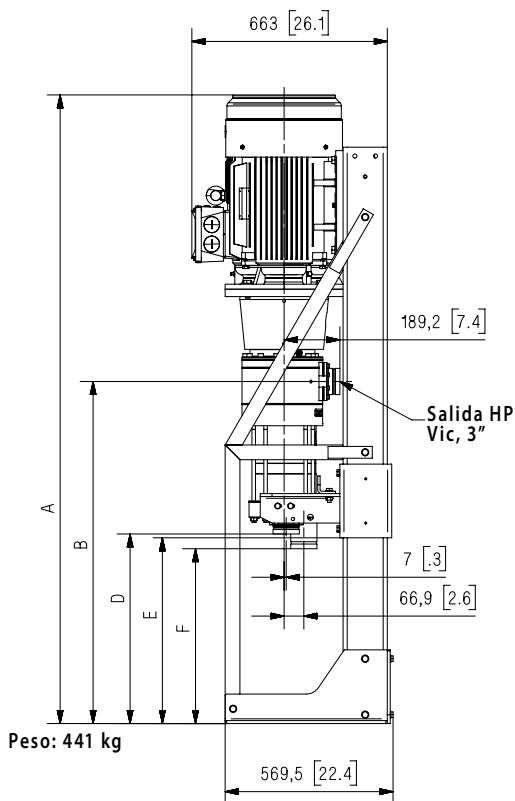
8.1 iSave 50-70 sin motor eléctrico



8.2 iSave 50-70 con motor IE3 de 18.5 Kw montado verticalmente sobre parte frontal del bastidor



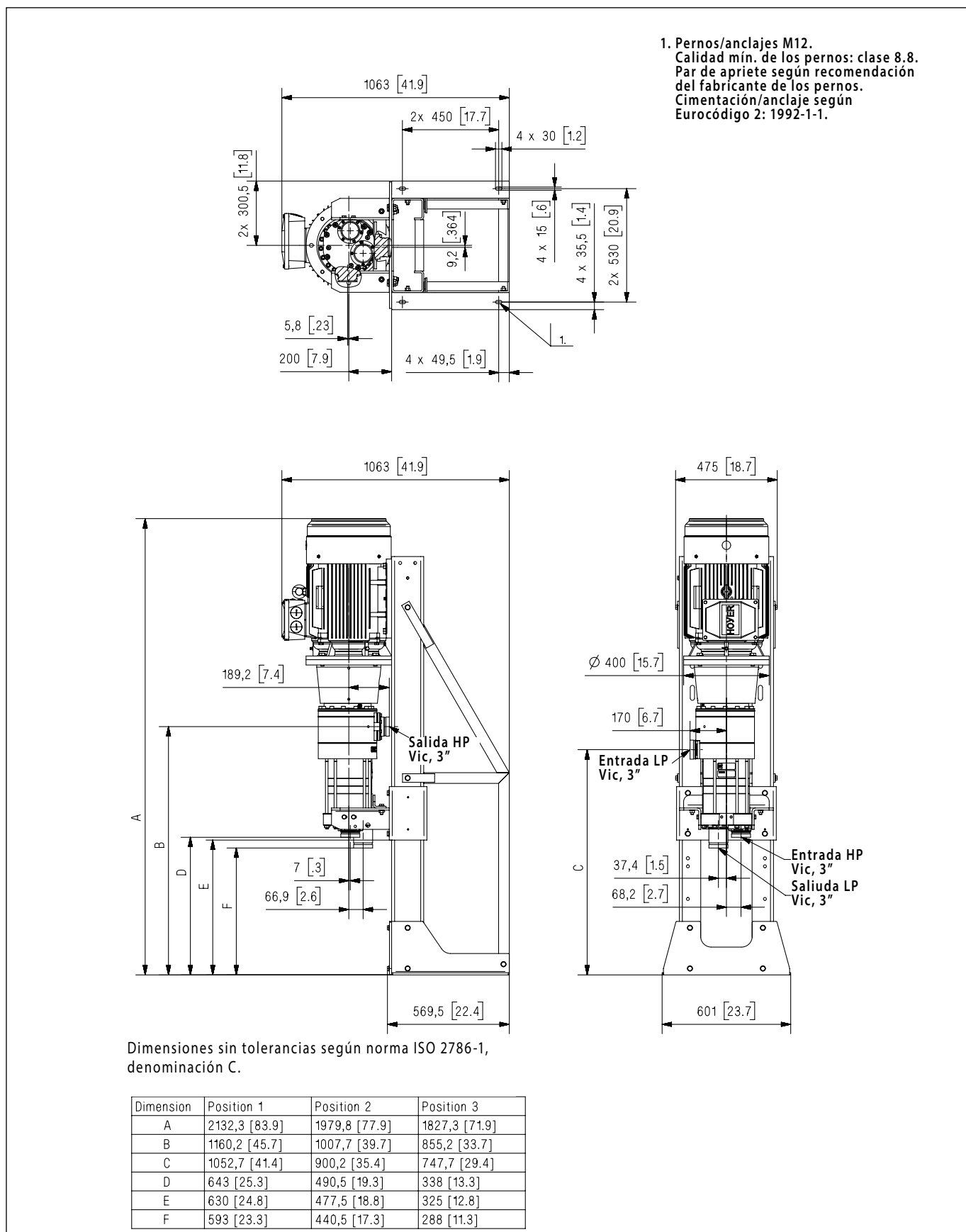
1. Pernos/anclajes M12.
Calidad mín. de los pernos: clase 8.8.
Par de apriete según recomendación del fabricante de los pernos.
Cimentación/anclaje según Eurocódigo 2: 1992-1-1.



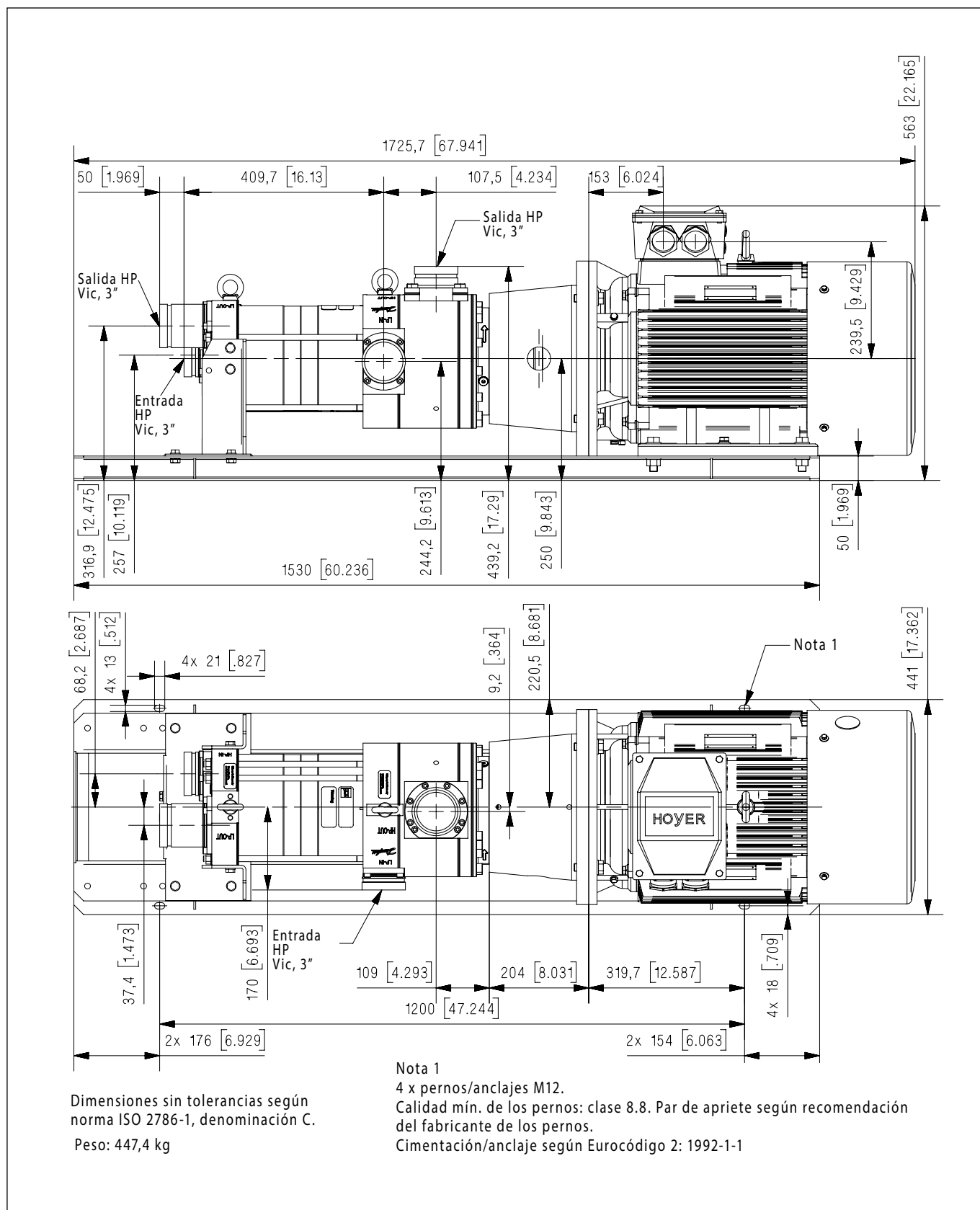
Dimensiones sin tolerancias según norma ISO 2786-1, denominación C.

Dimension	Position 1	Position 2	Position 3 *
A	2132,3 [83.9]	1979,8 [77.9]	1827,3 [71.9]
B	1160,2 [45.7]	1007,7 [39.7]	855,2 [33.7]
C	1052,7 [41.4]	900,2 [35.4]	747,7 [29.4]
D	643 [25.3]	490,5 [19.3]	338 [13.3]
E	630 [24.8]	477,5 [18.8]	325 [12.8]
F	593 [23.3]	440,5 [17.3]	288 [11.3]

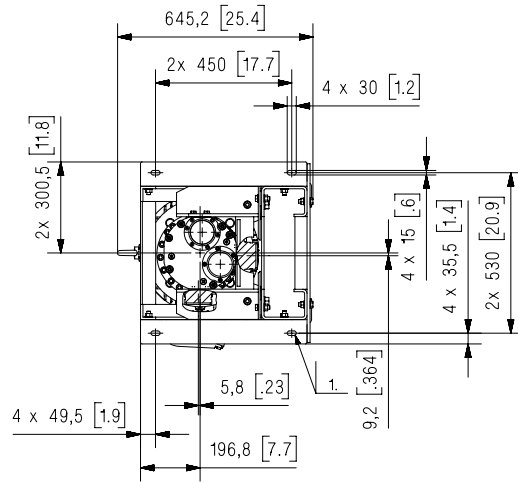
8.3 iSave 50-70 con motor IE3 de 18.5 Kw montado verticalmente sobre parte posterior del bastidor



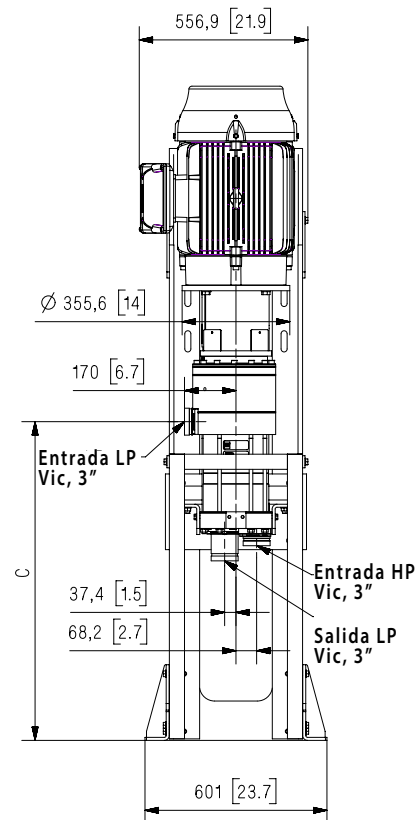
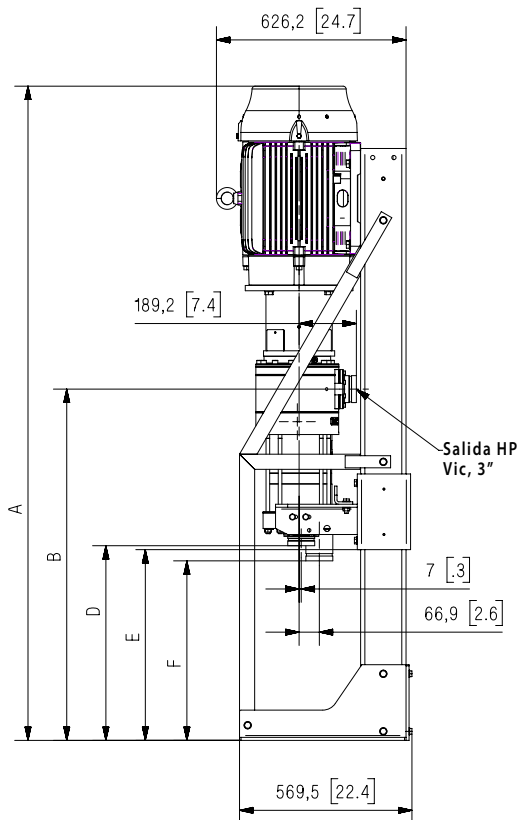
8.4 iSave 50-70 con motor IE3 de 18,5 kW en bancada horizontal



8.5 iSave 50-70 con motor NEMA 30 HP montado verticalmente sobre parte frontal del bastidor



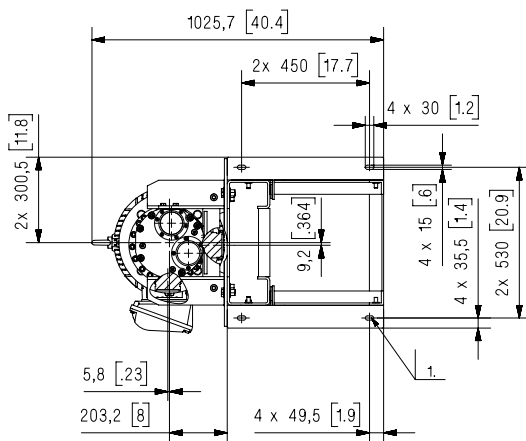
1. Pernos/anclajes M12.
Calidad mín. de los pernos: clase 8.8.
Par de apriete según recomendación del fabricante de los pernos.
Cimentación/anclaje según Eurocódigo 2: 1992-1-1.



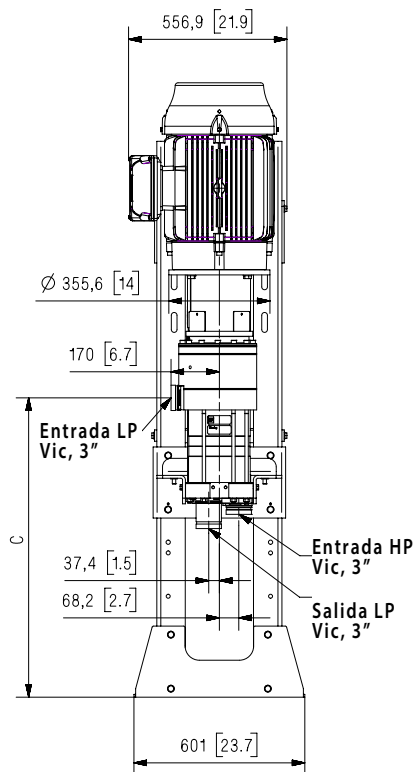
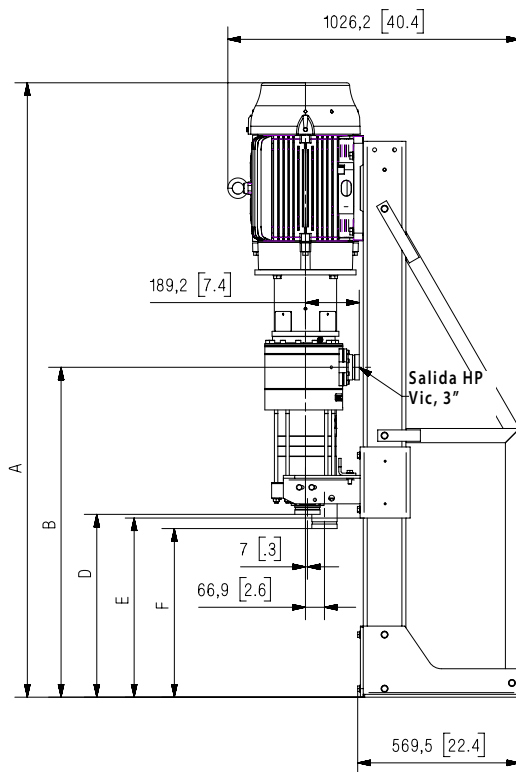
Dimensiones sin tolerancias según norma ISO 2786-1, denominación C.

Dimension	Position 1	Position 2	Position 3
A	2160,8 [85,1]	2008,3 [79,1]	1855,8 [73,1]
B	1160,2 [45,7]	1007,7 [39,7]	855,2 [33,7]
C	1052,7 [41,4]	900,2 [35,4]	747,7 [29,4]
D	643 [25,3]	490,5 [19,3]	338 [13,3]
E	630 [24,8]	477,5 [18,8]	325 [12,8]
F	593 [23,3]	440,5 [17,3]	288 [11,3]

8.6 iSave 50-70 con motor NEMAd e 30 HP montado verticalmente sobre parte posterior del bastidor



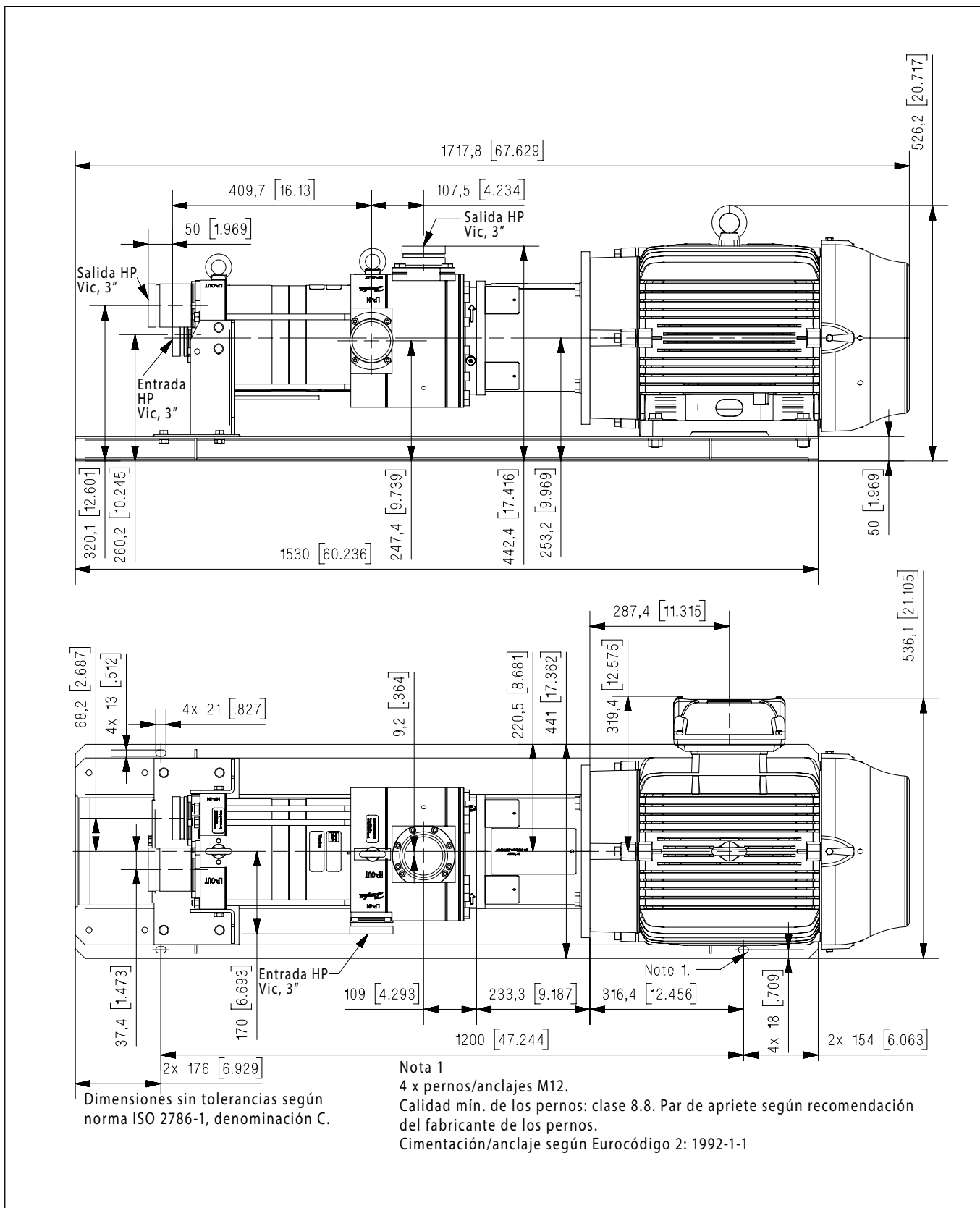
1. Pernos/anclajes M12.
Calidad mín. de los pernos: clase 8.8.
Par de apriete según recomendación del fabricante de los pernos.
Cimentación/anclaje según Eurocódigo 2: 1992-1-1.



Dimensiones sin tolerancias según norma ISO 2786-1, denominación C.

Dimension	Position 1	Position 2	Position 3
A	2160,8 [85,1]	2008,3 [79,1]	1855,8 [73,1]
B	1160,2 [45,7]	1007,7 [39,7]	855,2 [33,7]
C	1052,7 [41,4]	900,2 [35,4]	747,7 [29,4]
D	643 [25,3]	490,5 [19,3]	338 [13,3]
E	630 [24,8]	477,5 [18,8]	325 [12,8]
F	593 [23,3]	440,5 [17,3]	288 [11,3]

8.6 iSave 50-70 con motor NEMA de 30 HP en bancada horizontal



9. Inspección

9.1 Garantía

Las unidades iSave de Danfoss están diseñadas para proporcionar una prolongada vida útil con el mínimo mantenimiento y reducidos costes asociados al ciclo de vida.

Siempre que la unidad iSave funcione según las especificaciones, Danfoss garantiza un año de funcionamiento sin mantenimiento (hasta un máximo de 18 meses a partir de la fecha de fabricación).

9.2 Consideraciones acerca de las condiciones de funcionamiento

Debe prestarse especial atención a los siguientes factores para minimizar el deterioro y la inversión en piezas de repuesto:

- Filtración insuficiente
- Purga y ventilación insuficientes
- Velocidades de funcionamiento fuera de los límites especificados
- Sentido de rotación incorrecto
- Descarga insuficiente o períodos de inactividad con agua de mar en el interior de la unidad iSave

9.3 Mantenimiento

Deben realizarse inspecciones periódicas para garantizar la sustitución puntual de las piezas deterioradas (si corresponde). Asimismo, deben tomarse en consideración las condiciones de funcionamiento (por ejemplo, en materia de calidad del agua) al determinar la frecuencia de las inspecciones. Danfoss recomienda que las inspecciones tengan lugar anualmente.

Se recomienda adquirir el kit de herramientas destinado al fin indicado.

9.4 Asistencia para la reparación

En caso de funcionamiento irregular de los componentes de ósmosis inversa fabricados por Danfoss, póngase en contacto con Danfoss High Pressure Pumps.

10. Accesorios

Descripción	Tipo	Código
Kit de manguera de entrada de 3", 2 m (79"), 6 bar(g) (87 psi(g))	Victaulic de 3", estilo 77	180Z0144
Manguera de salida de 3", 1 m (39,4"), 80 bar(g) (1160 psi(g))	Victaulic de 3", estilo 77	180Z0611
Manguera de salida de 3", 1,79 m (70,0"), 80 bar(g) (1160 psi(g))	Victaulic de 3", estilo 77	180Z0612
Acoplamiento, iSave 50-70	Softex 55H7-32H7	180Z4003
Plataforma horizontal	IEC 200/NEMA 324TC	180Z4007
Plataforma vertical	IEC 200/NEMA 324TC	180Z4025

11. Documentos útiles

Número de documento	Descripción
180R9213	Arranque y parada del sistema de ósmosis inversa de agua de mar con la unidad iSave
180R9214	Limpieza de las membranas del sistema de ósmosis inversa con la unidad iSave
180R9354	Bombas APP y unidades iSave acopladas en paralelo
180R9367	Conexiones de tuberías
180R9371	Válvula de seguridad en el sistema de ósmosis inversa de agua de mar
180R9372	Protección contra sobrecarga de bombas APP y unidades iSave
180R9370	Hoja de revisión del diagrama de tuberías e instrumentación
521B1009	Filtración
	Herramienta de selección de unidades iSave (hpp.danfoss.com)

ENGINEERING
TOMORROW

The Danfoss logo is written in a white, elegant, cursive script font against a red rectangular background.

Danfoss A/S
High Pressure Pumps
DK-6430 Nordborg
Dinamarca

Danfoss no acepta ninguna responsabilidad por posibles errores que pudieran aparecer en sus catálogos, folletos o cualquier otro material impreso, reservándose el derecho de alterar sus productos sin previo aviso, incluyéndose los que estén bajo pedido, si estas modificaciones no afectan las características convenidas con el cliente. Todas las marcas comerciales de este material son propiedad de las respectivas compañías. Danfoss y el logotipo Danfoss son marcas comerciales de Danfoss A/S. Reservados todos los derechos.

Data sheet



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.: 200
Date:
Page: 1 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Operating data

Requested flow rate	105.00 m ³ /h	Actual flow rate	105.00 m ³ /h
Requested developed head	92.00 m	Dev. head without non-return valve	93.45 m
Pumped medium	Water Clean water Not containing chemical and mechanical substances which affect the materials	Efficiency without non-return valve	76.9 %
Ambient air temperature	20.0 °C	Power absorbed	34.67 kW
Fluid temperature	20.0 °C	Max. power on curve	35.34 kW
Fluid density	998 kg/m ³	Min. allow. flow for continuous stable operation	37.08 m ³ /h
		Min. allow. flow for short term operation	9.27 m ³ /h
		Shutoff head	140.27 m
Fluid viscosity	1.00 mm ² /s	Max. allow. flow rate	141.45 m ³ /h
Dev. head with non-return valve	92.80 m	Design	Single system 1 x 100 %
Flow velocity around motor	0.2 m/s		

Driver, accessories

Motor size	200D	Type of current	Three phase (3~)
Designed for operation with frequency inverter	No	Drinking water filling	No
Motor speed	2923 rpm	J2 Winding	No
Frequency	50 Hz	Cable extension	Connect extension cable in factory
Rated voltage	400 V	Short cable	F4
Rated power P2	38.00 kW	Short cable cross section	10.00 mm ²
Available reserve	27.33 %	Length of short cable	6.00 m
Rated current	78.2 A	Extension cables designed for installation in open air, laid along a surface.	
Motor enclosure	IP68	Cable shielding	Without
Cos phi at 4/4 load	0.81	Shroud type	Without
Motor efficiency at 4/4 load	86.3 %		
Starting mode	Direct-on-line starting		

Design

Pump standard	Submersible bore hole pumps	Min. fluid level above pump	0.50 m
Design	Close-coupled	Non return valve	With
Orientation	Vertical	Suction Strainer	With
Design according to standard	Drinking water acc. to ACS	Valve plate drilled	No
Connection standard	Please select	Suction hood	Without
discharge		Bearing pedestal	Without
Discharge nominal dia.	Please select	Max. outside diameter	194.0 mm
Discharge nominal pressure	Please select	Total length of unit	2290.0 mm
Wear ring	Casing/impeller wear ring		
Impeller diameter	140.0 mm		

Data sheet



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.: 200
Date:
Page: 2 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Materials Pump G - Materials Driver G

Notes

General criteria for a water analysis: pH-value ≥ 7 ; chloride content (Cl) ≤ 250 mg/kg. Chlorine (Cl₂) ≤ 0.6 mg/kg.

Suction casing (106)	Cast iron EN-GJL-200+without protective coating	Impeller wear ring (503)	CrNiMo steel 1.4404
Stage casing (108)	Cast iron EN-GJL-250+without protective coating	Bearing sleeve (529)	Chrome steel 1.4021+QT800
Pump shaft (211)	Chrome steel 1.4021+QT800	Bearing bush (545)	KHT
Clockwise impeller (232)	GFN 1630V ACS DRINKING WATER PERMISSIBLE	Valve body (751)	Cast iron EN-GJL-250+without protective coating
Thrust bearing housing (354)	Cast iron EN-GJL-200	Stator (81-59)	Stainless steel 1.4301
Casing wear ring (502)	CrNiMo steel 1.4404	Motor shaft (819)	Duplex steel 1.4460
		Motor cable (824)	CU-rubber

Compact data sheet



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 3 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Design

Pump standard	Submersible bore hole pumps
Design	Close-coupled
Orientation	Vertical
Design according to standard	Drinking water acc. to ACS
Connection standard discharge	Please select
Discharge nominal dia.	Please select
Discharge nominal pressure	Please select
Impeller diameter	140.0 mm
Min. fluid level above pump	0.50 m
Non return valve	With
Suction Strainer	With
Valve plate drilled	No
Suction hood	Without
Bearing pedestal	Without
Max. outside diameter	194.0 mm
Total length of unit	2290.0 mm

Materials Pump G - Materials Driver G

Notes	
Suction casing (106)	Cast iron EN-GJL-200+without protective coating

Compact data sheet



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 4 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Stage casing (108)	Cast iron EN-GJL-250+without protective coating
Pump shaft (211)	Chrome steel 1.4021+QT800
Clockwise impeller (232)	GFN 1630V ACS DRINKING WATER PERMISSIBLE

Operating data

Pumped medium	Water Clean water Not containing chemical and mechanical substances which affect the materials
Ambient air temperature	20.0 °C
Fluid temperature	20.0 °C
Actual flow rate	105.00 m ³ /h
Dev. head without non-return valve	93.45 m
Efficiency without non-return valve	76.9 %
Power absorbed	34.67 kW
Operating pressure (for indicated duty conditions)	15.39 bar.g
Design	Single system 1 x 100 %

Driver, accessories

Designed for operation with frequency inverter	No
Motor speed	2923 rpm
Frequency	50 Hz
Rated voltage	400 V
Rated power P2	38.00 kW
Available reserve	27.33 %
Rated current	78.2 A
Motor enclosure	IP68
Starting mode	Direct-on-line starting
Drinking water filling	No
J2 Winding	No
Short cable	F4
Short cable cross section	10.00 mm ²
Length of short cable	6.00 m

Extension cables designed for installation in open air, laid along a surface.

Cable shielding	Without
Shroud type	Without

Performance curve



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 5 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Curve data

Speed of rotation	2930 rpm	Dev. head without non-return valve	93.45 m
Fluid density	998 kg/m ³	Efficiency without non-return valve	76.9 %
Viscosity	1.00 mm ² /s	Power absorbed	34.67 kW
Flow rate	105.00 m ³ /h	NPSH required	5.75 m
Requested flow rate	105.00 m ³ /h	Curve number	K3400.52.08/st3
Requested developed head	92.00 m	Effective impeller diameter	140.0 mm

Speed curve



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 6 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Curve data

Fluid density 998 kg/m³
Viscosity 1.00 mm²/s
Flow rate 105.00 m³/h

Requested flow rate 105.00 m³/h
Requested developed head 92.00 m
Effective impeller diameter 140.0 mm

Motor data sheet



Customer item no.:
 Communication dated:
 Doc. no.: Quick quote
 Quantity: 1

Number: ES 5736981
 Item no.:200
 Date:
 Page: 7 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

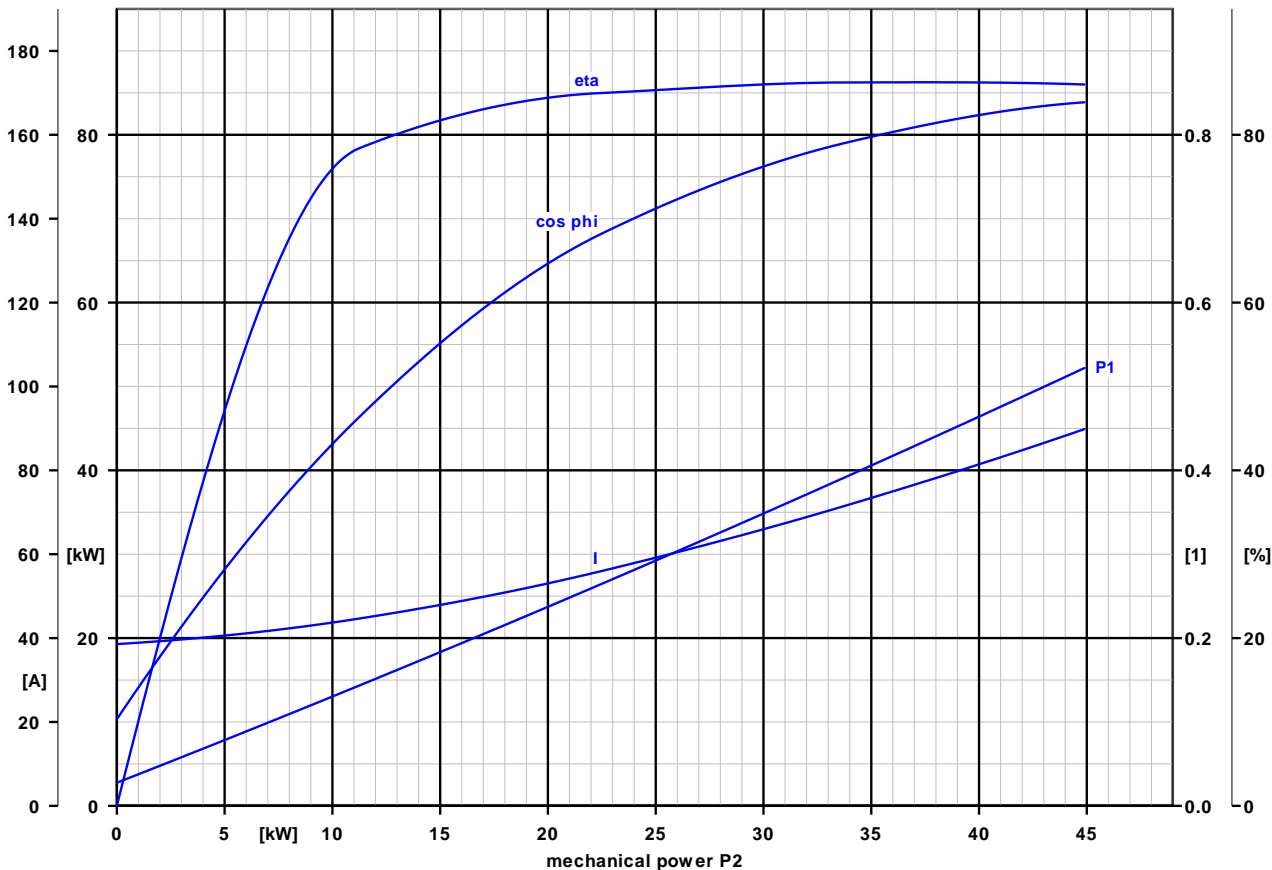
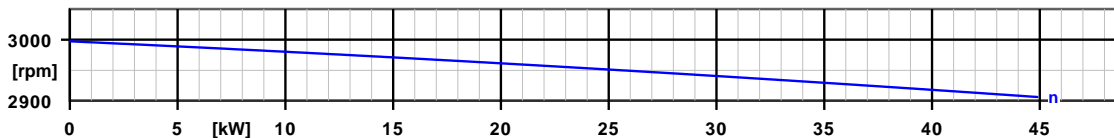
Motor data

Motor manufacturer	KSB	Motor power	38.00 kW
Motor size	200D	Rated current	78.2 A
Motor construction type	Water-filled suble squirrel-cage motor	Rated speed	2906 rpm
Efficiency class	Without	Starting mode	Direct-on-line starting
Rated voltage	400 V	Cable standard	VDE
Frequency	50 Hz	Switching frequency	15.00 1/h

Curve data

The no-load point is not a guarantee point within the meaning of IEC 60034

Load	0.0 %	25.0 %	50.0 %	75.0 %	100.0 %
P2	0.00 kW	11.25 kW	22.50 kW	33.75 kW	45.00 kW
n	2997 rpm	2978 rpm	2957 rpm	2933 rpm	2906 rpm
P1	2.76 kW	14.35 kW	26.47 kW	39.13 kW	52.33 kW
I	38.6 A	44.7 A	56.0 A	71.5 A	90.0 A
Eta	0.0 %	78.4 %	85.0 %	86.2 %	86.0 %
cos phi	0.10	0.46	0.68	0.79	0.84



Installation plan

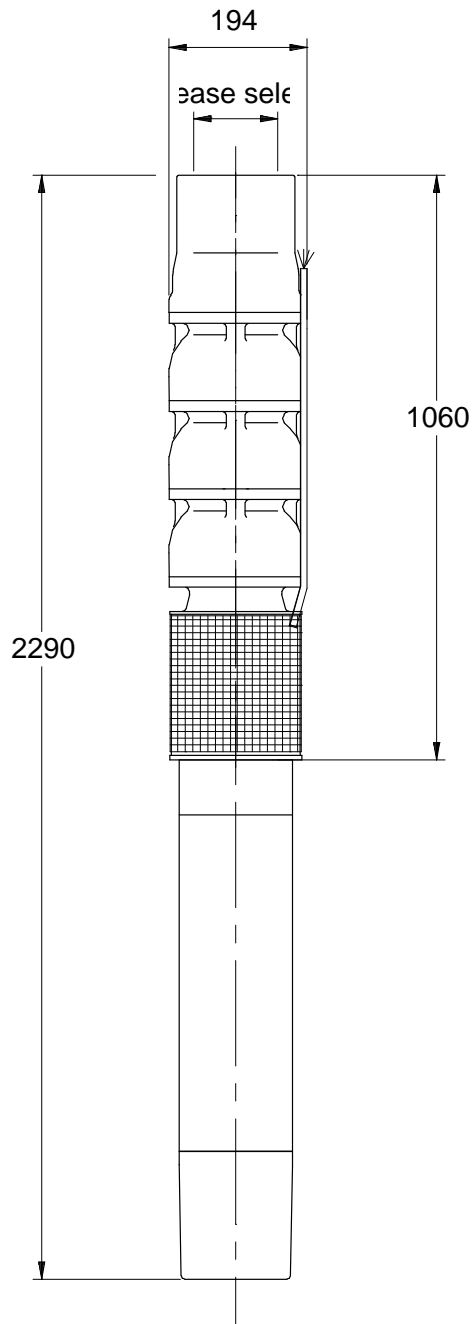


Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 8 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:



Drawing is not to scale

Dimensions in mm

Installation plan



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 9 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Motor

Motor manufacturer	KSB
Motor size	200D
Motor power	38.00 kW
Number of poles	2
Speed of rotation	2923 rpm

Note: The dimensions shown reflect the actual stage number. The drawing is only symbolic.

Connect pipes without stress or strain!

Connections

Discharge nominal size DN2	Please select / Please select
Rated pressure disch.	Please select

Weight net

shroud	0 kg
Pump	82 kg
Motor, cable	156 kg
Total	238 kg

For auxiliary connections see separate drawing.

Connection plan



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 10 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Text for invitation of tenders



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 11 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

200

1

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Submersible borehole pump

Multistage centrifugal pump for vertical or horizontal installation. Intermediate bearing in every stage. Integrated easy-to-remove anti-jam non-return valve. Suction strainer, drive lantern and valve body made of investment casting. Pre-filled submersible motor. Three-phase squirrel cage motor with self-aligning thrust bearing and adequately sized expansion diaphragm for pressure equalisation. Design in compliance with VDE standards.

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Pump type :- UPA 200B

Pumped medium :- Water, Clean water

Max. fluid temperature :- 20.0 °C

Temperature limit for selected material max. :- 50.0 °C

Density :- 998 kg/m³

Viscosity :- 1.00 mm²/s

Dev. head with non-return valve :- 92.80 m

Flow velocity around motor :- 0.2 m/s

Actual flow rate :- 105.00 m³/h

Actual developed head :- 93.45 m

Power absorbed :- 34.67 kW

Max. power on curve :- 35.34 kW

Min. allowable flow rate :- 37.08 m³/h

Shutoff head :- 140.27 m

Max. allow. flow rate :- 141.45 m³/h

Inlet pressure :- 1.67 bar.g

Installation type :- Close-coupled

Design according to standard :- Drinking water acc. to ACS

Stage number :- 5

Flange connection :- Threaded connection

Discharge flange nominal pressure :- Please select

Discharge nominal dia. :- Please select

Non return valve :- With

Valve plate drilled :- No

Bearing pedestal :- Without

Max. outside diameter :- 194.0 mm

Total length of unit :- 2290.0 mm

Frequency inverter :- No

Motor speed :- 2923 rpm

Frequency :- 50 Hz

Operating voltage :- 400 V

Rated input P1 :- 44.06 kW

Rated power P2 :- 38.00 kW

Rated current max. :- 78.2 A

Speed :- 2930 rpm

Motor enclosure :- IP68

Cos phi at 4/4 load :- 0.81

Motor starting mode :- Direct-on-line starting

Type of current :- Three phase (3~)

Motor efficiency :- 86.3 %

Motor manufacturer :- KSB

Text for invitation of tenders



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.:200
Date:
Page: 12 / 12

UPA 200-080/05GN+UMA 200- 45/21G

Version no.:

Drinking water filling :- No
Cable extension :- Connect extension cable in factory
Short cable :- F4
Short cable cross section :- 10.00 mm²
Length of short cable :- 6.00 m
Shroud type :- Without
Final coating :- 2-component epoxy resin high solid
Color :- Ultramarine blue (RAL 5002) KSB-blue
Total film thickness approx. :- 150 µm
Material variant :- G
Suction casing (106) Material :- Cast iron EN-GJL-200+without protective coating
Stage casing (108) Material :- Cast iron EN-GJL-250+without protective coating
Pump shaft (211) Material :- Chrome steel 1.4021+QT800
Clockwise impeller (232) Material :- GFN 1630V ACS DRINKING WATER PERMISSIBLE
Thrust bearing housing (354) Material :- Cast iron EN-GJL-200
Casing wear ring (502) Material :- CrNiMo steel 1.4404
Impeller wear ring (503) Material :- CrNiMo steel 1.4404
Bearing sleeve (529) Material :- Chrome steel 1.4021+QT800
Bearing bush (545) Material :- KHT
Valve body (751) Material :- Cast iron EN-GJL-250+without protective coating
Stator (81-59) Material :- Stainless steel 1.4301
Motor shaft (819) Material :- Duplex steel 1.4460
Motor cable (824) Material :- CU-rubber
Shaft seal type :- Single acting mechanical seal
Shaft seal manufacturer :- KSB
Shaft seal manufacturer type :- MSU
Shaft seal material :- SIC/SIC/NBR
Shaft seal type :- UM Mechanical seal motor side
Orientation :- Vertical
Manufacturer :- KSB
Pricegroup :- P16

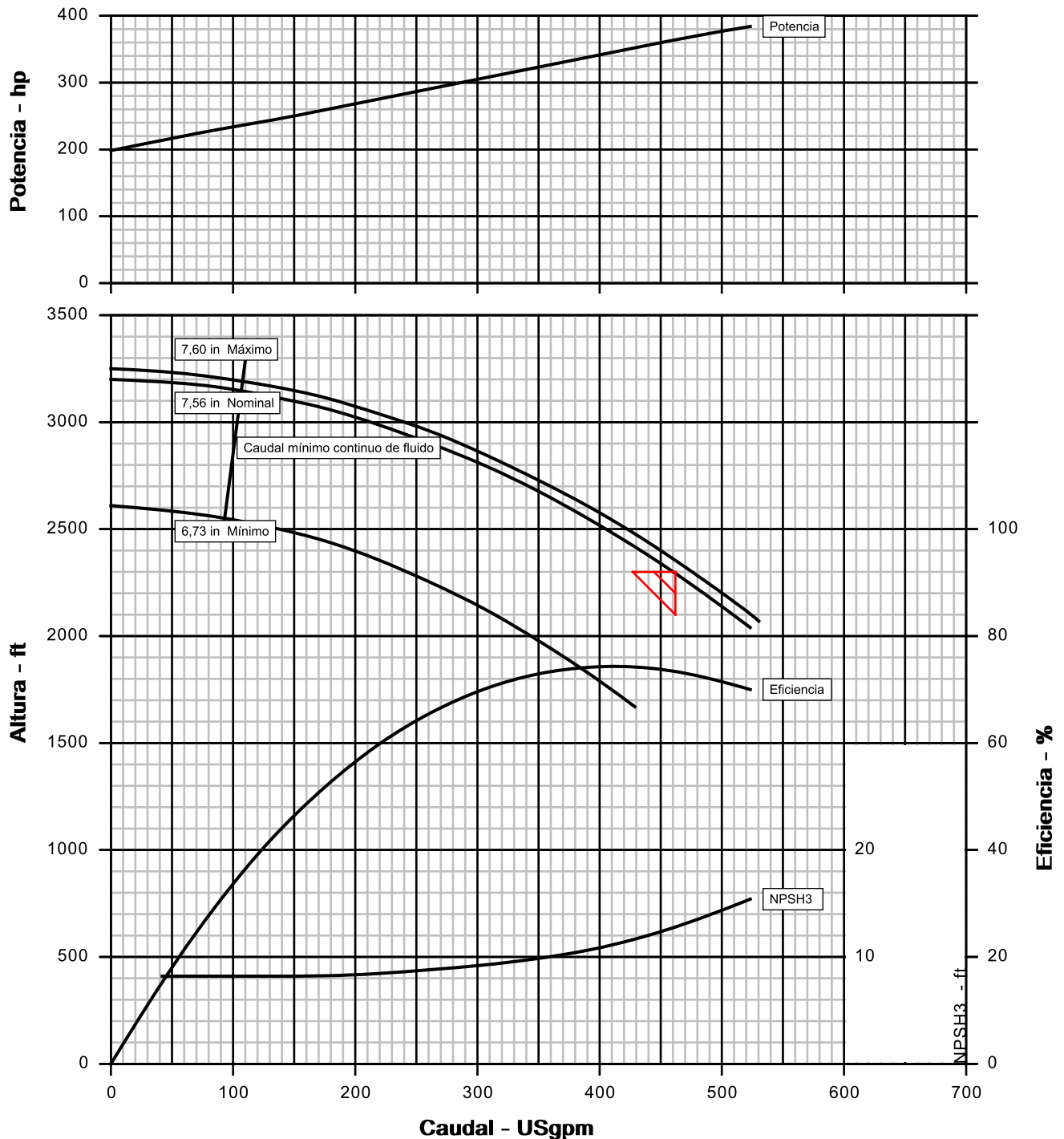


Tamaño y tipo de bomba / Etapas : MSH-065-D / 12
 No. de Curva de referencia : MS-065-D-2-60-SP
 Diametro de impulsor : 7,56 in

Ciente : Guillermo Treme
 No. Item : -
 Servicio : -
 Referencia de Flowserve : 3301751947
 Fecha : 21 de abril de 2021

Caudal : 462,3 USgpm
 Altura : 2.296,59 ft
 Densidad / SG : - / 1,000
 Velocidad de la bomba : 3.550 rpm
 Ns / Nss : 1.367 / 11.810 (Unidades US)
 Prueba de tolerancia : ANSI/HI 14.6 Grade 1B

LA BOMBA SE GARANTIZA PARA UNA CONDICION DE SERVICIO (CAUDAL ALTURA, Y RENDIMIENTO)

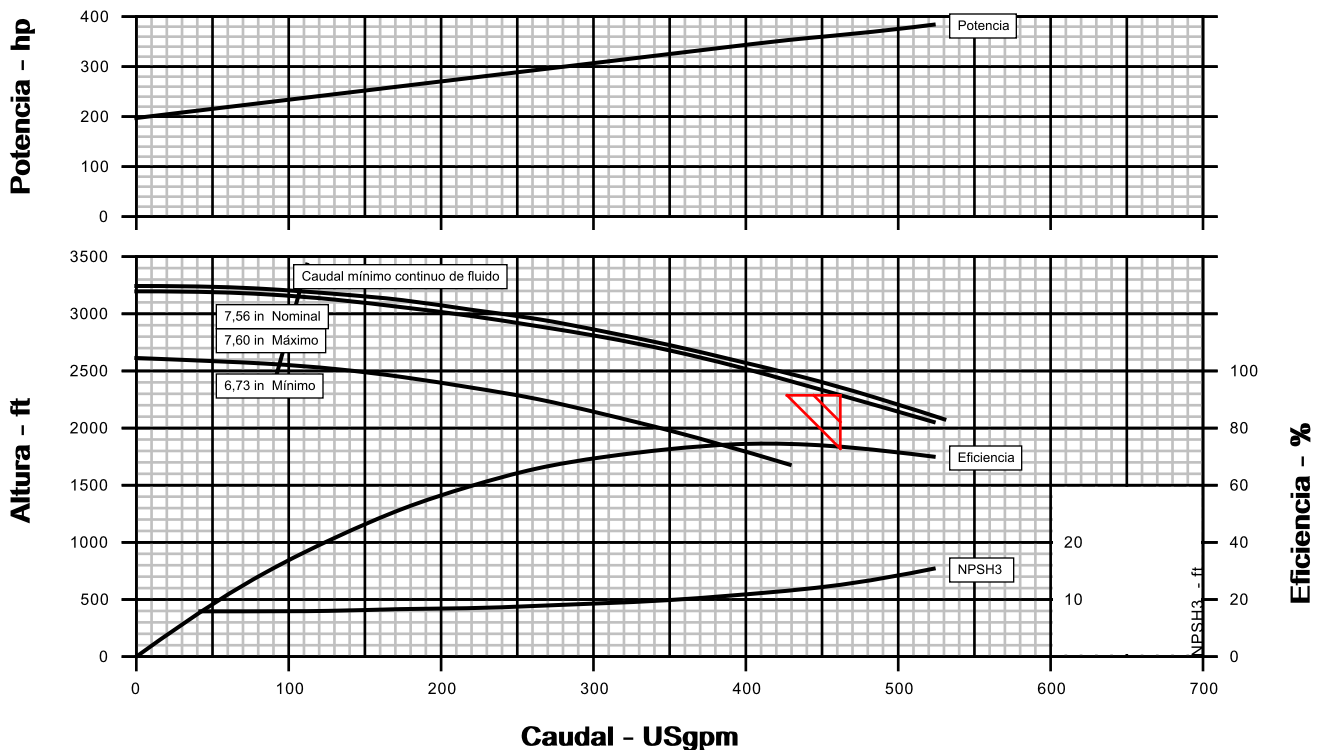


Cliete	: Guillermo Treme	Bomba / Etapas	: MSH-065-D / 12
Referencia del Cliente	: -	No. de Curva de referencia	: MS-065-D-2-60-SP
No. Item	: -	Referencia de Flowserve	: 3301751947
Servicio	: -	Fecha	: 21 de abril de 2021

Condiciones de servicio		Materiales / Especificación	
Caudal (rated/normal)	: 462,3 USgpm / -	Código de materiales	: TE
Caudal (agua) (CQ=1,00)	: -	Especificación de bomba	: -
Altura	: 2.296,59 ft	Otros requisitos	
Altura (agua) (CH=1,00)	: -	Selección Hidraulica	: Sin especificaciones
NPSHa /NPSHa menos el margen	: 102,0 ft / -	Construccion	: Sin especificaciones
Máxima presión de aspiración	: 0,0 psig	Test de tolerancia	: ANSI/HI 14.6 Grade 1B
Líquido		Selección motor	: MxPotencia(FlujoMin al Fin) utilizando SF
Tipo de líquido	: Otros		
Descripción del líquido	: -		
Temperatura	: 60 °F		
Densidad / SG	: - / 1,000		
Tamaño Sólido - Actual/Límite	: - / 0,0100 in		
Viscosidad / Presión de vapor	: 1,00 cSt / -		

Datos de funcionamiento			
Potencia hidráulica	: 268 hp	Diametro de impulsor	
Velocidad de la bomba	: 3.550 rpm	Nominal	: 7,56 in
Eficiencia total de la bomba (CE=1,00)	: 73,7 %	Máximo	: 7,60 in
NPSH requerido (NPSH3)	: 12,7 ft	Mínimo	: 6,73 in
Potencia nominal	: 364 hp	Ns / Nss	: 1.367 / 11.810 (Unidades U...)
Potencia máxima	: 384 hp	Caudal mínimo continuo	: 105,2 USgpm
Potencia motor	: 400 hp / 298 kW	Altura máxima @ diámetro de diseño	: 3.203,32 ft
Presion de trabajo de la carcasa	: 1.386,7 psig	Caudal del Punto Effic max	: 413,4 USgpm
(basado en shut off @ diámetro recortado y SG de diseño)		Caudal nominal en % con respecto al punto E...	: 111,8 %
Máxima admisible	: 1.477,9 psig	Eficiencia a caudal normal	: -
Presión de prueba hidrostática	: 2.217,6 psig	Relacion entre diámetro nominal y máximo de...	: 99,5 %
Presión de diseño en la caja del alojamiento ...	: 78,0 psig	Incremento de altura H(Q=0)/ H(pto. Funcion...	: 39,5 %
		Rel. alturas (nom./dia.max) / (dia.max/nom.)	: 97,5 % / 102,6 %

LA BOMBA SE GARANTIZA PARA UNA CONDICION DE SERVICIO (CAUDAL ALTURA, Y RENDIMIENTO)



Cliente	: Guillermo Treme				Bomba / Etapas	: MSH-065-D / 12
Referencia del Cliente	: -				No. de Curva de referencia	: MS-065-D-2-60-SP
No. Item	: -				Referencia de Flowserve	: 3301751947
Servicio	: -				Fecha	: 21 de abril de 2021
Construccion					Informacion del Motor	
Bridas	Tamaño	Rating	Cara	Posición	Fabricante	: -
Aspiración	50. mm	-	-	-	Potencia	: 400 hp / 298 kW
Descarga	65. mm	-	-	-	Factor de servicio (requerido /actual)	: 1.0 / -
Tipo soporte bomba	:-				Velocidad de sincronismo	: 3.600 rpm
Camara partida	: Radial				Orientación / Tipo de montaje	: Horizontal / Pie
Tipo de Impulsor	: Closed				Tipo de motor	: -
Tipo de cojinete (radial)	: *				Tamaño carcasa / material	: - / -
Numero de cojinetes (radiales)	: *				Aislamiento	: -
Tipo de cojinete (empuje)	: -				Clasificación de area potencialmente explosiva	: -
Numero de cojinetes (empuje)	: -				Clasificación del área según si es explosiva "T"	: -
Lubricacion de los cojinetes	: -				Voltaje / Tolerancias	: 190 / -1 / 60 Hz
Rotación (vista desde acoplamiento)	: -				Amps- plena carga/rotor bloqueado	: - / -
Materiales					Arranque del motor	: Directo en linea (DOL)
Carcasa	: */**				Aislamiento	: -
Impulsor	: */**				Incremento de temperatura	: -
Aro de Desgaste de la carcasa	: None				Cojinetes	: -
Aro de Desgaste del impulsor	: None				Lubricación	: -
Inductor	: None				Motor montado por	: -
Eje	: *				Presión de sonido (dBA @ 1.0 m)	
Camisa	: *				Motor, dimensionamiento esperado	: -
Bancada, Acople y guarda acople					Bomba & Motor, estimado	: 80,0 dBA
Tipo de Bancada	: -				Información de Sello	
Material de la bancada	: -				Disposición	: -
Fabricante del Acople	: -				Tamaño	: -
Tamaño del acople	: -				Fabricante / Tipo	: - / -
Guarda acople	: -				Código de Materiales (Fab./API)	: - / -
Pesos (Approx.)					Cojinete radial interno de la cajera	: -
Bomba eje libre (neto)	: -				Prensaestopas	
Bancada (neto)	: -				Material del prensaestopas	: -
Motor (neto)	: -				Enjuague	: -
Peso de embarque / vol.	: - / *				Venteo	: -
Prueba					Drenaje	: -
Prueba hidrostática	: -				Dispositivo auxiliar del cierre	: -
Prueba de funcionamiento	: -				Tubería	
Prueba de NPSH	: -				Plan de sellado	: -
Pintura y Empaquetadura					Configuración del lavado del sello	: -
Pintura de Bomba	: *				Material de tubería de lavado del sello	: -
Preparacion superficie bancada en contacto co...	: *				Plan Auxiliar de sellado	: -
Tipo de envío	: -				Construccion auxiliar de sellado	: -
					Material del plan de sellado (inyección)	: -
Notas						
-						
-						
-						
-						
-						
-						

Additional information is required prior to supplying
a General Arrangement Drawing.
Please refer to Flowserve for further assistance.

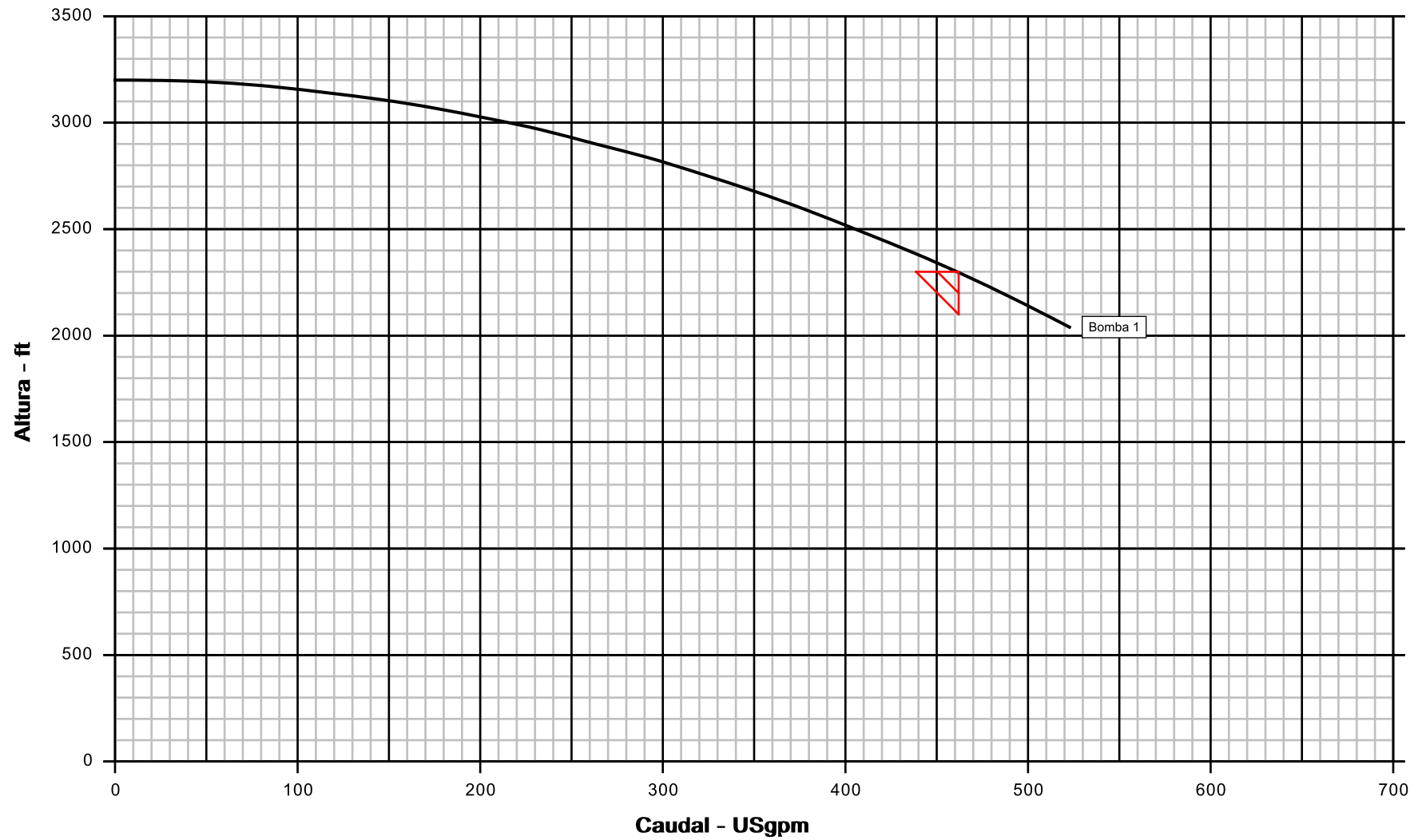
Cliente	: Guillermo Treme	Tamaño y tipo de bomba	: MSH-065-D	Número de plano	: -
No. Item	: -	Velocidad de la bomba / Etapas	: 3.550 rpm / 12	Fecha	: 21 de abril de 2021
Servicio	: -	Caudal / Altura	: 462,3 USgpm / 2.296,59 ft	Certificado por / Fecha:	: -
Pedido del cliente #	: -	Potencia motor / Carcasa	: 400 hp / 298 kW / -	Tipo de Sello	: -
Referencia de Flowserve	: 3301751947	Voltaje / Tolerancias	: 190 / -1 / 60 Hz	Plan de sellado	: -

Cliente : Guillermo Treme
No. Item : -
Servicio : -
Referencia de Flowserve : 3301751947
Tamaño y tipo de bomba / Etapas : MSH-065-D / 12
No. de Curva de referencia : MS-065-D-2-60-SP
Diámetro de impulsor : 7,56 in



Caudal : 462,3 USgpm
Altura : 2.296,59 ft
Densidad / SG : - / 1,000
Velocidad de la bomba : 3.550 rpm
Ns / Nss : 1.367 / 11.810 (Unidades US)
Fecha : 21 de abril de 2021

LA BOMBA SE GARANTIZA PARA UNA CONDICION DE SERVICIO (CAUDAL ALTURA, Y RENDIMIENTO)

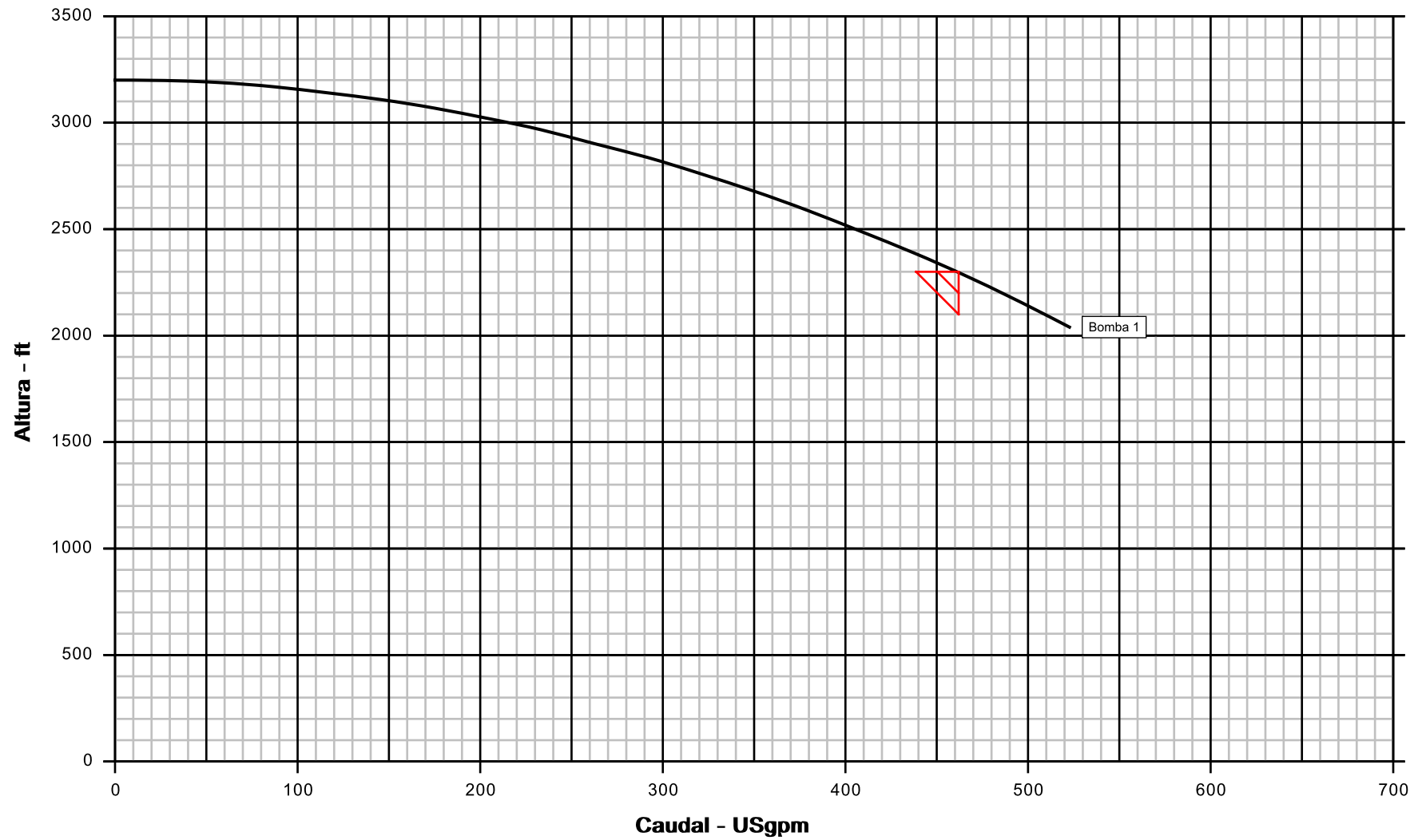


Cliente : Guillermo Treme
No. Item : -
Servicio : -
Referencia de Flowserve : 3301751947
Tamaño y tipo de bomba / Etapas : MSH-065-D / 12
No. de Curva de referencia : MS-065-D-2-60-SP
Diámetro de impulsor : 7,56 in



Caudal : 462,3 USgpm
Altura : 2.296,59 ft
Densidad / SG : - / 1,000
Velocidad de la bomba : 3.550 rpm
Ns / Nss : 1.367 / 11.810 (Unidades US)
Fecha : 21 de abril de 2021

LA BOMBA SE GARANTIZA PARA UNA CONDICION DE SERVICIO (CAUDAL ALTURA, Y RENDIMIENTO)

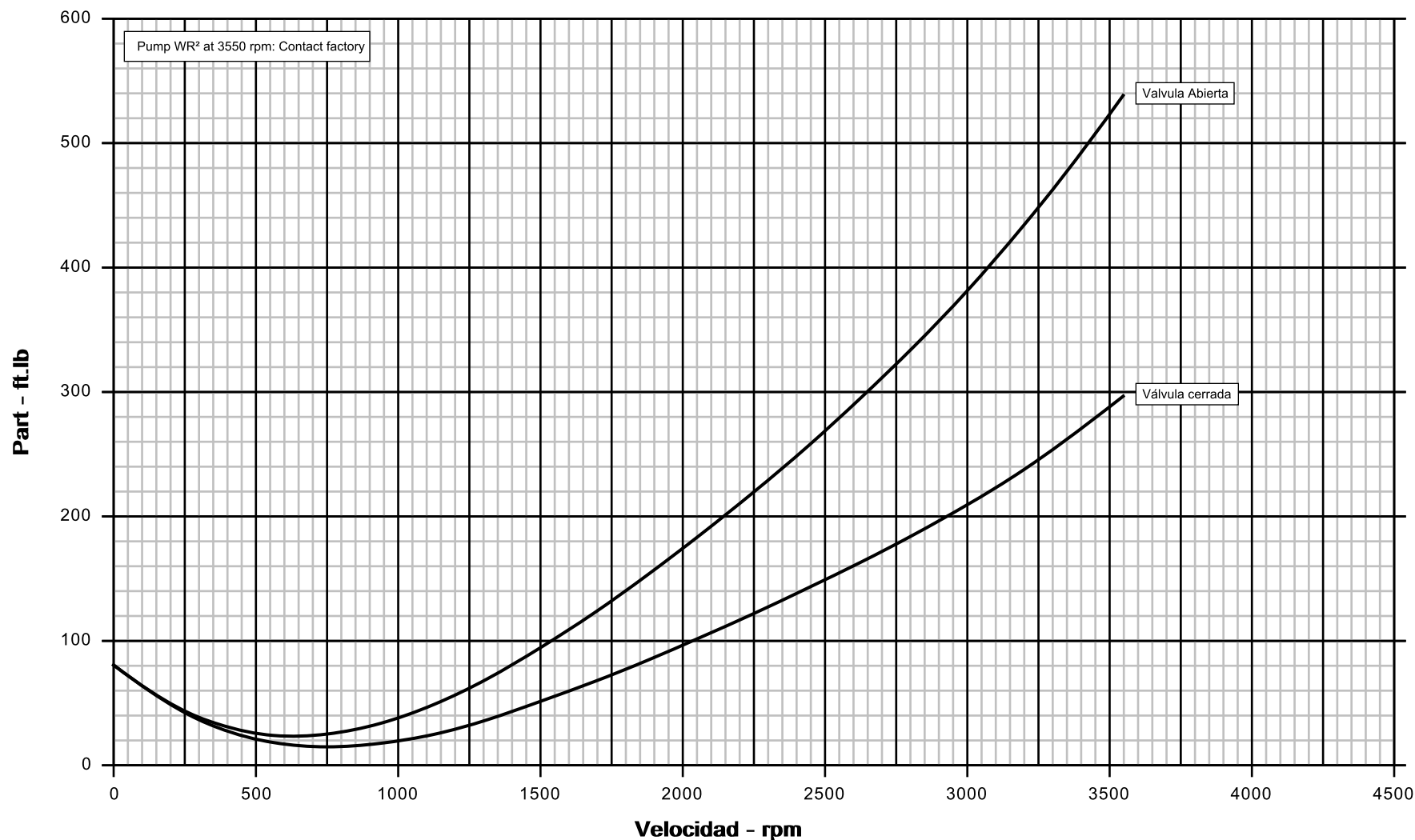


Cliete : Guillermo Treme
No. Item : -
Servicio : -
Referencia de Flowserve : 3301751947
Tamaño y tipo de bomba / Etapas : MSH-065-D / 12
No. de Curva de referencia : MS-065-D-2-60-SP
Diámetro de impulsor : 7,56 in



Caudal : 462,3 USgpm
Altura : 2.296,59 ft
Densidad / SG : - / 1,000
Velocidad de la bomba : 3.550 rpm
Ns / Nss : 1.367 / 11.810 (Unidades US)
Pump WR² at 3.550 rpm : -
Fecha : 21 de abril de 2021

LA BOMBA SE GARANTIZA PARA UNA CONDICION DE SERVICIO (CAUDAL ALTURA, Y RENDIMIENTO)



Texto de especificación

Nombre del proyecto Proyecto sin nombrar 2021-04-22 14:50:14.370

ID proyecto

Fecha 22.04.2021

Pos.	Cant.	Denominación	PG	P. Ud. / EUR	Precio / EUR
		Denominación: Bomba centrífuga de alta presión			
	1	Zeox-FIRST V 12004-110-2	PG6	Consultar	Consultar
		<p>Bomba centrífuga de alta presión vertical, multietapas, de alta eficiencia y de aspiración normal con conexiones off-line.</p> <p>Esta bomba centrífuga de alta presión de aspiración normal presenta una construcción compacta, es especialmente eficiente e intuitiva. El motor normalizado IEC, equipado de serie con un sensor PTC y con sistema hidráulico de desarrollo propio, proporciona una gran eficiencia. Equipamiento opcional con prensaestopas, que podrá desmontarse de modo intercambiable sin la bomba gracias a la exclusiva construcción de la empaquetadura Twinner System.</p> <p>Aplicaciones La bomba es adecuada para su aplicación en irrigación, abastecimiento de agua, aumento de presión, abastecimiento de agua para equipos contra incendios y en el ámbito de la calefacción, climatización y refrigeración.</p> <p>Características especiales/ventajas del producto - Sistema hidráulico de alta eficiencia y motor IE3 de alta eficiencia de serie con sensor PTC - Juego de bombas con acoplamiento rígido de serie entre el motor y el sistema hidráulico y con cierre mecánico - El dispositivo de lavado de bypass de serie garantiza una prolongada vida útil del cierre mecánico - Ingeniosa colocación de la brida y casquillo del prensaestopas bajo consulta - Rodete de bronce bajo demanda para una gran fiabilidad</p> <p>Suministro - Juego de bombas para instalación vertical incluyendo motor, acoplamiento, placa base y bomba - Instrucciones de instalación y funcionamiento</p> <p>Materiales Carcasa de la bomba: 5.1301/EN-GJL-250 Eje: 1.6510 Junta del eje: QBPGF Material de la junta: NBR Rodete: EN-GJL-200 Material de la cámara escalonada:</p> <p>Datos de funcionamiento Fluido: Agua 100 % Temperatura del fluido: 10,00 °C Temperatura del fluido: 100,00 % Caudal: 105,00 m³/h Altura de impulsión: 185,00 m Temperatura mínima del fluido: -5 °C Temperatura máxima del fluido: 90 °C Presión máxima de trabajo: 27 bar Temperatura ambiente máxima: 40 °C</p> <p>Datos del motor Alimentación eléctrica: 3~ 400V/50 Hz Índice de eficiencia energética (IEE): Potencia del eje P2 (Q = máx.) del rodete seleccionado * Número</p>			



Contacto
Correo electrónico
Teléfono
Telefax

Cliente

Contacto
Correo electrónico
Teléfono

Texto de especificación

Nombre del proyecto Proyecto sin nombrar 2021-04-22 14:50:14.370

ID proyecto

Fecha 22.04.2021

Pos.	Cant.	Denominación	PG	P. Ud. / EUR	Precio / EUR
		de bombas: 80,4 Velocidad nominal: 2900 1/min Intensidad nominal: 189 A Tipo de arranque: Tipo de protección del motor: Rendimiento del motor: 94,3 % Rendimiento del motor: 95,3 % Rendimiento del motor: 95,4 % Factor de potencia: 0,88 Protección de motor: PTC Dimensiones de instalación Conexión de tubería del lado de aspiración: DN 100, PN 16 Conexión de tubería del lado de impulsión: DN 80, PN 40 Información de pedidos Peso neto aproximado: Marca: Wilo Denominación del producto: Zeox-FIRST V 12004-110-2 Referencia: 4191957			

Precio total Consultar
Más 21% IVA Consultar
Precio total más IVA Consultar

Cliete

Datos técnicos

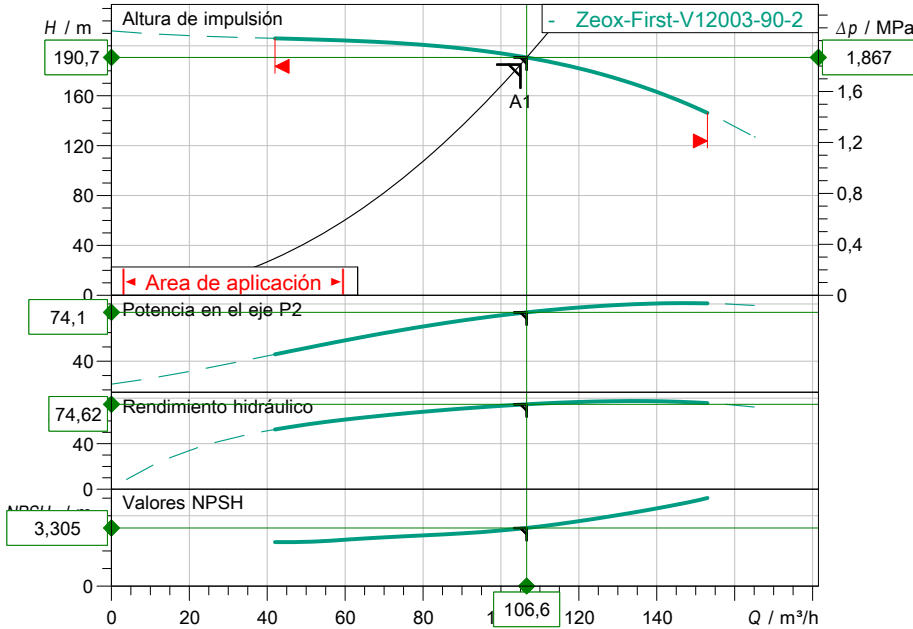
Bomba centrífuga de alta presión Zeox-FIRST V 12004-110-2

Nombre del proyecto Proyecto sin nombrar 2021-04-22 14:50:14.370

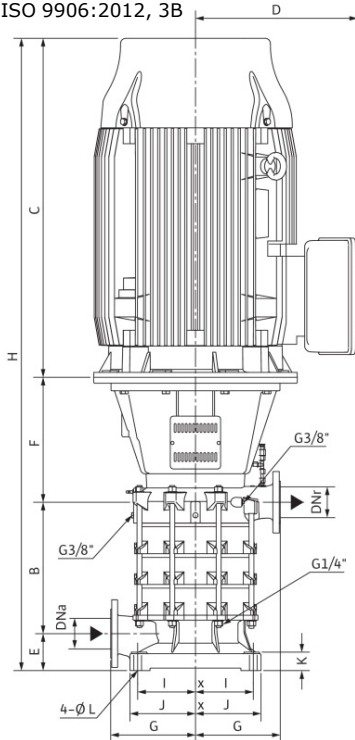
ID proyecto
Lugar de montaje
Número de posición de cliente

Fecha 22.04.2021

Diagrama característico



Curvas características según ISO 9906:2012, 3B



Dimensiones

mm

H	2039
H2	935
c	1104

Datos proyectados

Caudal	105,00 m³/h
Altura	185,00 m
Fluidos	Agua 100 %
Temperatura del fluido	10,00 °C
Densidad	998,30 kg/m³
Viscosidad cinemática	1,00 mm²/s

Datos hidráulicos (Punto de trabajo)

Caudal	106,60 m³/h
Altura	190,68 m
Potencia en el eje P2	74,10 kW
Rendimiento hidráulico	74,62 %
NPSH	3,30 m

Datos de los productos

Bomba centrífuga de alta presión Zeox-FIRST V 12004-110-2	
Presión máxima de trabajo	2,7 MPa
Temperatura del fluido	-5 °C ... +90 °C
Máx. temperatura ambiente	40 °C
Índice de eficiencia mínima (MEI)	

Datos del motor

Nivel de eficiencia del motor	IE3
Alimentación eléctrica	3~ 400 V / 50 Hz
Tolerancia de tensión admisible	±10 %
Velocidad máx.	2900 1/min
Potencia nominal P2	110,00 kW
Intensidad nominal	189,00 A
Factor de potencia	0,88
Rendimiento	50% / 75% / 100%
Grado de protección	
Clase de aislamiento	F
Protección de motor	

Medidas de acoplamiento

Conexión de tubería del lado de aspiración	DN 100, PN 16
Conexión de tubería del lado de impulsión	DN 60, PN 40
Longitud	

Materiales

Carcasa de la bomba	5.1301/EN-GJL-250
Eje	1.6510
Junta del eje	QBPGF
Material de la junta	NBR
Rodete	EN-GJL-200

Información de pedido

Peso aprox.	
Referencia	4191957

Cliente

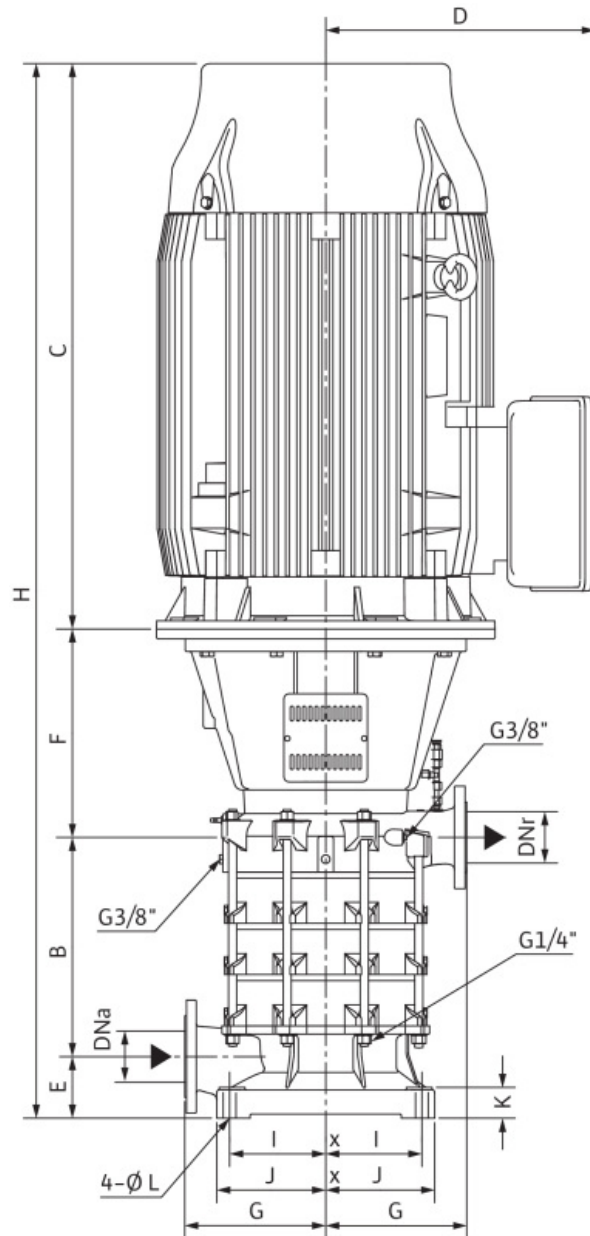
Dimensiones

Bomba centrífuga de alta presión Zeox-FIRST V 12004-110-2

Nombre del proyecto Proyecto sin nombrar 2021-04-22 14:50:14.370

ID proyecto
Lugar de montaje
Número de posición de cliente

Fecha 22.04.2021



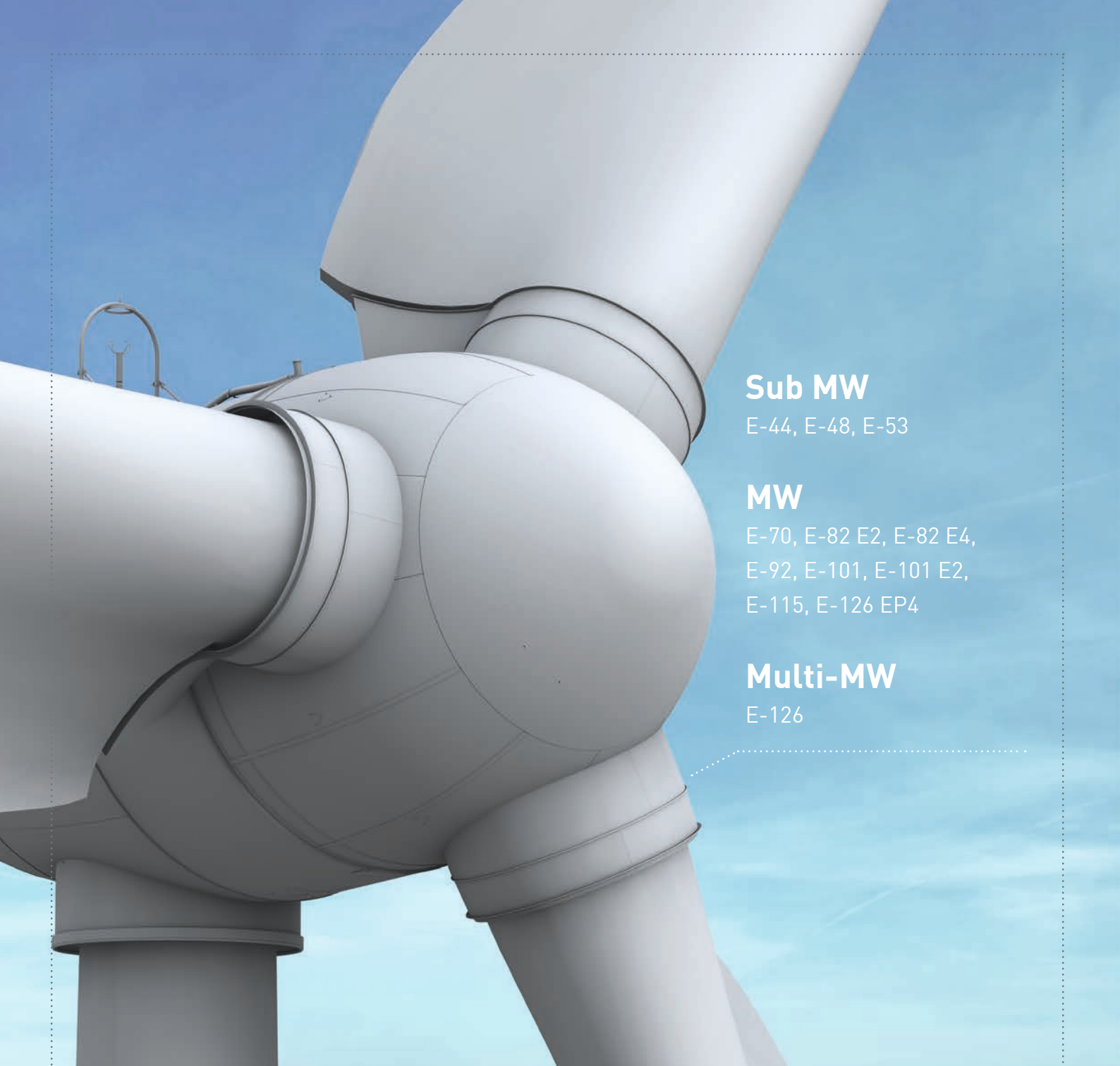
Estándar

Lado aspiración DN 100, PN 16/PN 40

Lado impulsión DN 80, PN 16/PN 40

Dimensiones mm

Nombre	Valor	Nombre	Valor	Nombre	Valor	Nombre	Valor
H	2039						
H2	935						
c	1104						



Sub MW

E-44, E-48, E-53

MW

E-70, E-82 E2, E-82 E4,
E-92, E-101, E-101 E2,
E-115, E-126 EP4

Multi-MW

E-126

The most suitable wind energy converter for every location

ENERCON product overview

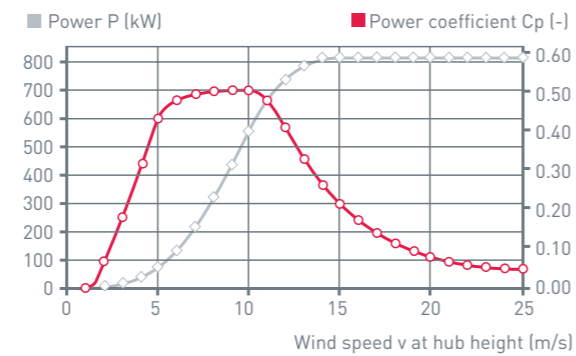
ENERCON wind energy converters – Advantage through innovation.

For more than 25 years, ENERCON wind energy converters have been synonymous with technological progress and high profitability. The importance of technologies contributing to power supply security is constantly increasing. ENERCON's control systems offer a wide range of technological options which can be adapted to the grid parameters of large power transmission systems. Continuous research and development, as well as a degree of vertical integration that is unrivalled in the industry, ensure the high quality standards, the reliability and the profitability of ENERCON wind energy converters. Together with customer-oriented service, they guarantee the company's continued success.





Calculated power curve



Wind (m/s)	Power P (kW)	Power-coefficient Cp (-)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	5.0	0.17
4	25.0	0.35
5	60.0	0.43
6	110.0	0.46
7	180.0	0.47
8	275.0	0.48
9	400.0	0.50
10	555.0	0.50
11	671.0	0.45
12	750.0	0.39
13	790.0	0.32
14	810.0	0.27
15	810.0	0.22
16	810.0	0.18
17	810.0	0.15
18	810.0	0.13
19	810.0	0.11
20	810.0	0.09
21	810.0	0.08
22	810.0	0.07
23	810.0	0.06
24	810.0	0.05
25	810.0	0.05

$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$

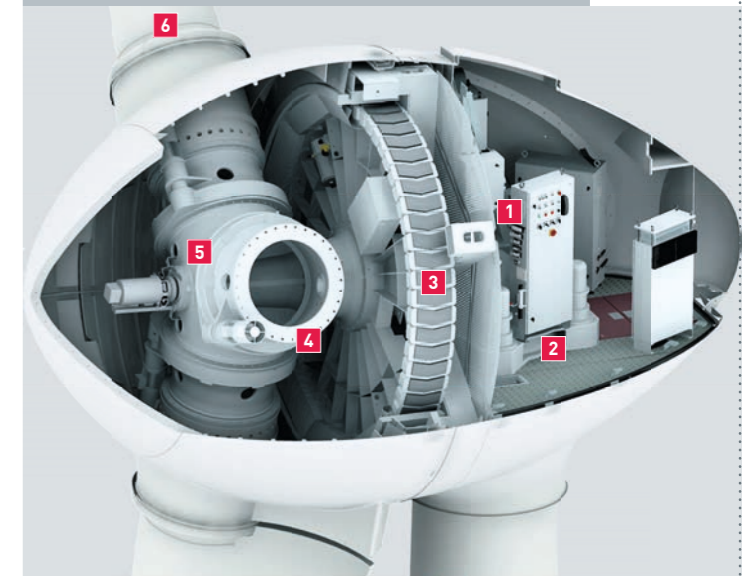
Technical specifications E-48

Rated power:	800 kW
Rotor diameter:	48 m
Hub height in meter:	50 / 60 / 65 / 76
Wind zone (DIBt):	WZ III
Wind class (IEC):	IEC/EN IIA
WEC concept:	Gearless, variable speed, single blade adjustment
Rotor	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	1,810 m ²
Blade material:	GRP (epoxy resin); Built-in lightning protection
Rotational speed:	Variable, 16 - 31.5 rpm
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system; one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply
Drive train with generator	
Main bearing:	Twin tapered roller bearing
Generator:	ENERCON direct-drive annular generator
Grid feed:	ENERCON inverter
Brake systems:	- 3 independent pitch control systems with emergency power supply - Rotor brake - Rotor lock
Yaw system:	Active via yaw gear, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28 - 34 m/s (with ENERCON storm control*)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

* For more information on the ENERCON storm control feature, please see the last page.

E-48

800 kW



- 1 Main carrier
- 2 Yaw drive
- 3 Annular generator
- 4 Blade adapter
- 5 Rotor hub
- 6 Rotor blade

ENERCON product overview

The product portfolio comprises wind energy converters in the sub- to multi-megawatt classes.

WEC	Rated power	Rotor diameter	Swept area	Hub height	Rotational speed	Cut-out wind speed	Wind zone (DIBt)	Wind class (IEC)
ENERCON E-44	900 kW	44 m	1,521 m ²	45 / 55 m	variable, 16 - 34.5 rpm	28 - 34 m/s	-	IEC/EN IA
ENERCON E-48	800 kW	48 m	1,810 m ²	50 / 60 / 65 / 76 m	variable, 16 - 31.5 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IIA
ENERCON E-53	800 kW	52.9 m	2,198 m ²	50 / 60 / 73 m	variable, 11 - 29.5 rpm	28 - 34 m/s	WZ II exp	IEC/NVN Class S
ENERCON E-70	2,300 kW	71 m	3,959 m ²	57 / 64 / 75 / 85 / 98 / 114 m	variable, 6 - 21 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IA and IEC/EN IIA
ENERCON E-82 E2	2,000 kW	82 m	5,281 m ²	78 / 84 / 85 / 98 / 108 / 138 m	variable, 6 - 18 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IIA
ENERCON E-82 E2	2,300 kW	82 m	5,281 m ²	78 / 84 / 85 / 98 / 108 / 138 m	variable, 6 - 18 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IIA
ENERCON E-82 E4	2,350 kW	82 m	5,281 m ²	59 / 69 / 78 / 84 m	variable, 6 - 18 rpm	28 - 34 m/s	-	IEC/EN IA and IEC/EN IIA
ENERCON E-82 E4	3,000 kW	82 m	5,281 m ²	69 / 78 / 84 m	variable, 6 - 18 rpm	28 - 34 m/s	-	IEC/EN IA and IEC/EN IIA
ENERCON E-92	2,350 kW	92 m	6,648 m ²	78 / 84 / 85 / 98 / 104 / 108 / 138 m	variable, 5 - 16 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IIA
ENERCON E-101	3,050 kW	101 m	8,012 m ²	99 / 124 / 135 / 149 m	variable, 4 - 14.5 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IIA
ENERCON E-101 E2	3,500 kW	101 m	8,012 m ²	74 m	variable, 4 - 14.5 rpm	28 - 34 m/s	WZ IV	IEC/EN IA
ENERCON E-115	3,000 kW	115.7 m	10,515.5 m ²	92 / 122 / 135 / 149 m	variable, 4 - 12.8 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IIA
ENERCON E-126 EP4	4,200 kW	127 m	12,668 m ²	135 m	variable, 3 - 11.6 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IIA
ENERCON E-126	7,580 kW	127 m	12,668 m ²	135 m	variable, 5 - 12.1 rpm	28 - 34 m/s	WZ III	IEC/EN IA



ENERCON power curves

According to current standards, power curve measurement parameters such as turbulence intensity are not taken into consideration. The results are deviating measurements on the same type of wind turbine at different locations. Again, when comparing yield using power curve measurements from different types of wind turbines, a clear picture cannot be obtained unless all measurement parameters are taken into consideration.

So in order to calculate power yield forecasts for its wind turbines, ENERCON does not use power curve measurements but rather calculated power curves.

These are based on the following:

- Experience gained from numerous power curve measurements on various wind turbine types taken by accredited institutes
- Average turbulence intensity of 12%
- Standard air density of 1,225 kg/m³
- Anemometer specifications according to IEC 61400-12-1

Thus, the power curves for ENERCON wind turbines provide highly reliable and realistic calculations for expected energy yield based on the wind conditions at the respective site.

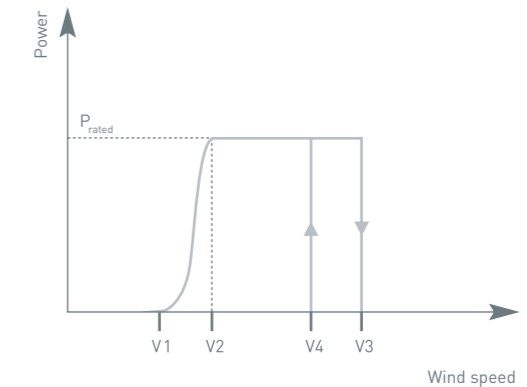
ENERCON storm control

ENERCON wind energy converters run with a special storm control feature. This slows the wind turbine down so that it can continue to operate even at high wind speeds. Numerous shutdowns which lead to considerable losses in power output can thus be avoided.

When storm control is activated, the rated speed is linearly reduced starting at a predetermined wind speed for each turbine type. Beginning at another turbine-specific wind speed, the limitation of the turbine's rated speed also reduces active power. The turbine only shuts down at a wind speed of more than 34 m/s (10-minute average).

In comparison: when storm control is deactivated, the wind turbine stops if the wind speed reaches a 3-minute average of 25 m/s or a 15-second average of 30 m/s.

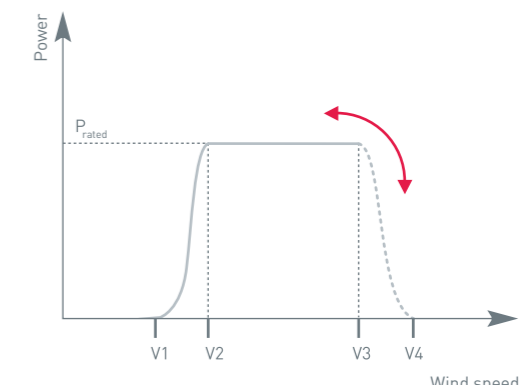
Power curve without ENERCON storm control



Wind turbine shuts down at preset maximum wind speed (V3).

- V1 = Cut-in wind speed
- V2 = Rated wind speed
- V4 = Cut-in wind speed after deactivated storm control
- V3 = Cut-out wind speed with deactivated storm control

Power curve with ENERCON storm control



Wind turbine reduces output starting at a determined wind speed (V3). A shutdown does not occur until a predetermined maximum wind speed (V4) is reached.

- V1 = Cut-in wind speed
- V2 = Rated wind speed
- V3 = Beginning of power reduction
- V4 = Cut-out wind speed with activated storm control



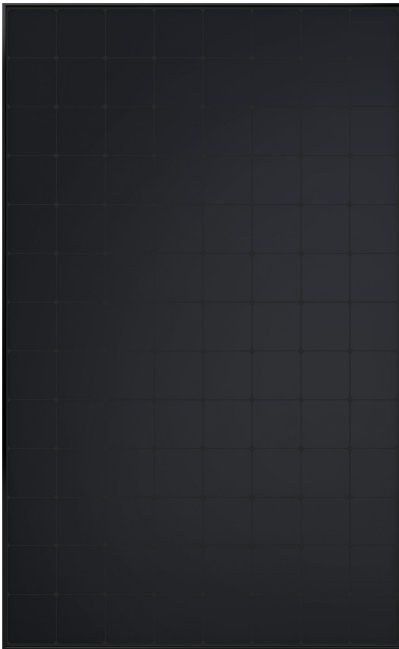
Trademark note

ENERCON, Energy for the world, the ENERCON logo and the green tower shades are registered trademarks of ENERCON GmbH.

ENERCON GmbH
Dreekamp 5 · 26605 Aurich, Germany
Telephone +49 4941 927-0
Fax +49 4941 927-109
www.enercon.de
info@enercon.de

Technical information subject to change.
Last updated: June 2015





MAXEON 3 BLK

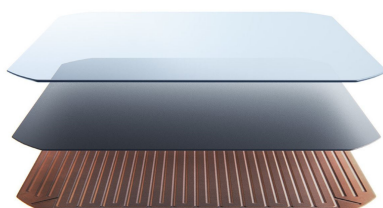
RANGO DE POTENCIA: 355-375 W | EFICIENCIA: hasta un 21,2%

El refinado panel solar negro SunPower Maxeon, parte de la línea de productos SunPower Maxeon 3 que bate récords, combina elegantemente con cualquier tejado, a la vez que ofrece una eficiencia líder que maximiza la producción de energía y el potencial de ahorro para los propietarios de viviendas.

Los paneles SunPower Maxeon, mundialmente conocidos por sus ventajas en cuanto a producción y ahorro de energía, combinan una eficiencia y fiabilidad inigualables con una garantía líder en el sector y una vida útil estimada de 40 años.^{1,2,3,4}

Tecnología de células solares SunPower Maxeon

- Tecnología de probada eficacia en 3500 millones de células despachadas
- La tecnología solar más eficiente comercializada¹
- La única célula solar con una base de metal sólido, que proporciona protección patentada contra roturas y corrosión



Máximos ahorro y energía a lo largo de su vida útil

El panel solar SunPower Maxeon 3 está diseñado para proporcionar un 35 % más de energía en el mismo espacio durante 25 años en condiciones reales, como periodos de sombra parcial y altas temperaturas.^{5,6,7}

Un mejor producto. Una mejor garantía.

La Garantía de paneles de total confianza de SunPower a 25 años está respaldada por pruebas y datos de campo de más de 30 millones de paneles SunPower Maxeon desplegados, y una tasa demostrada de devolución de paneles en garantía del 0,005 %.⁸



- Potencia mínima garantizada en el año 1 98,0%
- Degradación máxima anual 0,25%
- Potencia mínima garantizada en el año 25 92,0%

Liderazgo en fabricación sostenible

Los paneles SunPower Maxeon, y las instalaciones en las que se fabrican, suben el listón en cuanto a responsabilidad medioambiental y social. A continuación incluimos los aspectos más destacados de las certificaciones y reconocimientos recibidos por algunos de nuestros productos y centros de fabricación.

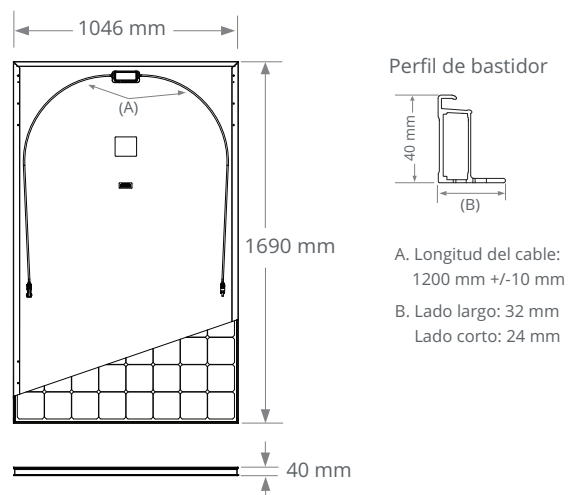


Datos eléctricos		
	SPR-MAX3-375-BLK	SPR-MAX3-355-BLK
Potencia nominal (P _{nom}) ⁹	375 W	355 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	21,2%	20,1%
Tensión nominal (V _{mpp})	62,5 V	59,8 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	6,00 A	5,94 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc}) (+/-3)	74,9 V	74,3 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc}) (+/-3)	6,52 A	6,49 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC	
Fusible de serie máxima	20 A	
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C	
Coef. tensión-temperatura	-0,236% mV / °C	
Coef. intensidad-temperatura	0,058% mA / °C	

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	104 Maxison Gen III monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, Stäubli (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	19 kg
Máx. carga ¹¹	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m ² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² en cara frontal
Bastidor	Anodizado negro de clase 1 (máxima calificación AAMA)

Pruebas y certificaciones	
Pruebas estándar ¹⁰	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoniacó	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1000 V: IEC 62804
Normas disponibles	TUV

Pruebas y certificaciones de sostenibilidad	
Etiqueta Declare IFLE	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. ¹²
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. ¹³
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM. ¹⁴
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)



Lea la guía de instalación y seguridad.

1 Según un análisis de las fichas técnicas en los sitios web de los 20 principales fabricantes realizado por IHS en enero de 2020.

2 Jordan et. al. Metodología y aplicación sobre la degradación de células fotovoltaicas robustas. PVSC 2018.

3 Dato basado en la revisión de garantías en los sitios web de los 20 principales fabricantes por parte de IHS 2019, realizada en octubre de 2019.

4 Documento técnico de SunPower "Módulos SunPower con una vida útil de 40 años". 2013.

5 El panel SunPower 400 W tiene el 22,6 % de eficiencia en comparación con un panel convencional en matrices del mismo tamaño (PERC monocristalino de 310 W, 19 % de eficiencia, aprox. 1,64 m²)

6 "Estudio de sombras de SunPower" de PV Evolution Labs, 2013. Comparado con un panel de contacto frontal convencional.

7 Datos de los coeficientes de temperatura ofrecidos en las fichas técnicas de los fabricantes en 2020.

8 Los paneles de SunPower tienen menos de 50 piezas defectuosas por millón, o un 0,005 %, en más de 15 millones de paneles vendidos - Fuente: Documento técnico de SunPower, 2019.

9 Condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Intensidad según SOMS, tensión según LACCS FF.

10 Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.

11 Factor de seguridad 1.5 incluido.

12 Los paneles SunPower Maxison DC fueron los primeros en recibir el sello International Living Future Institute Declare Label en 2016.

13 Los paneles SunPower Maxison DC cuentan con la certificación Cradle to Cradle Certified™ Bronze - www.c2ccertified.org/products/scorecard/e-series_x-series_solar_panels_-sunpower_corporation. Cradle to Cradle Certified™ Bronze. Cradle to Cradle Certified™ es una marca de certificación con licencia del Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

14 Los paneles Maxison pueden contribuir a obtener puntos en las categorías de materiales y recursos LEED y para la certificación BREEAM.

Diseñado en Estados Unidos por SunPower Corporation

Fabricado en Filipinas (células)

Montado en México (módulos)

Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.

©2020 Maxison Solar Technologies. Todos los derechos reservados. Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.

Solis-3P(3-20)K-4G

Inversores Solis 4G trifásicos



360 grados

Características:

- ▶ Más del 98.7% de eficiencia máxima
- ▶ Rango de voltaje ultra amplio, voltaje de arranque ultra bajo
- ▶ Diseño de 2 MPPT con algoritmo preciso
- ▶ THDi <1.5% baja distorsión armónica
- ▶ Múltiples niveles de protección
- ▶ Administrador de energía de exportación integrado (EPM)



Modelo:

Solis-3P3K-4G	Solis-3P4K-4G	Solis-3P5K-4G
Solis-3P6K-4G	Solis-3P8K-4G	Solis-3P9K-4G
Solis-3P10K-4G	Solis-3P12K-4G	Solis-3P15K-4G
Solis-3P17K-4G	Solis-3P20K-4G	

Tabla de datos

Modelo	Solis-3P3K-4G	Solis-3P4K-4G	Solis-3P5K-4G	Solis-3P6K-4G	Solis-3P8K-4G	Solis-3P9K-4G	Solis-3P10K-4G	Solis-3P12K-4G	Solis-3P15K-4G	Solis-3P17K-4G	Solis-3P20K-4G	
Entrada (CC)												
Potencia de entrada máxima recomendada	3.6kW	4.8kW	6kW	7.2kW	9.6kW	10.8kW	12kW	14.5kW	18kW	20.4kW	24kW	
Voltaje máxima de entrada	1000V											
Voltaje de nominal	600V											
Voltaje de arranque	180V											
Rango de voltaje MPPT	160-850V											
Corriente máxima de entrada	11A/11A						22A/22A					
Corriente máxima de cortocircuito	17.2A/17.2A						34.3A/34.3A					
Número de MPPT/Número máxima de cadenas de entrada	2/2						2/4					
Salida (CA)												
Potencia nominal de salida	3kW	4kW	5kW	6kW	8kW	9kW	10kW	12kW	15kW	17kW	20kW	
Potencia máxima de salida aparente	3.3kVA	4.4kVA	5.5kVA	6.6kVA	8.8kVA	9.9kVA	11kVA	13.2kVA	16.5kVA	18.7kVA	22kVA	
Potencia máxima de salida	3.3kW	4.4kW	5.5kW	6.6kW	8.8kW	9.9kW	11kW	13.2kW	16.5kW	18.7kW	22kW	
Voltaje nominal de la red	3/N/PE, 220/380V, 230/400V											
Frecuencia nominal de la red	50/60Hz											
Corriente nominal de salida de red	4.6A/4.3A	6.1A/5.8A	7.6A/7.2A	9.1A/8.7A	12.2A/11.5A	13.7A/13.0A	15.2A/14.4A	18.2A/17.3A	22.8A/21.7A	25.8A/24.6A	30.4A/28.9A	
Corriente máxima de salida	4.7A	6.4A	7.9A	9.5A	12.7A	14.3A	15.9A	19.1A	23.8A	27A	31.8A	
Factor de potencia	>0.99 (0.8 que lleva a 0.8 de retraso)											
THDi	<1.5%											
Eficiencia												
Eficiencia máxima	98.3%						98.7%					
Eficiencia EU	97.8%						98.1%					
Protección												
Protección contra polaridad inversa DC	Sí											
Protección contra cortocircuito	Sí											
Protección de sobrecorriente de salida	Sí											
Protección contra sobretensiones	Sí											
Monitoreo de red	Sí											
Detección Anti-isla	Sí											
Protección de temperatura	Sí											
Interruptor de CC integrado	Opcional											
Datos generales												
Dimensiones (longitud*ancho*altura)	310*563*219 mm											
Peso	17.3kg				18kg			18.9kg		19.8kg		
Topología	Sin Transformador											
Consumo propio	<1W (noche)											
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ +60°C											
Humedad relativa	0-100%											
Nivel de protección	IP65											
Enfriamiento	Convección natural							Ventilador redundante inteligente				
Altitud máxima de funcionamiento	4000m											
Estándar de conexión de red	VDE-AR-N 4105, VDE V 0124, VDE V 0126-1-1, UTE C15-712-1, NRS 097-1-2, G98, G99, EN 50549-1/-2, RD 1699, UNE 206006, UNE 206007-1, IEC 61727											
Estándar de seguridad / EMC	IEC 62109-1/-2, IEC 62116, EN 61000-6-1/-2/-3/-4											
Características												
Conexión de CC	Conector MC4											
Conexión de CA	Enchufe de conexión rápida											
Pantalla	LCD, 2x20 Z											
Comunicación	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS											