



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL SUPERIOR

# **Estudio técnico-financiero de una desaladora vertical con EERR**

Autor: Manuel Cabrera Freitag

Director: Francisco Fernández-Daza

Madrid

Mayo de 2014



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---

Agradecimientos:

A mi familia, tío Emilio y Alberto Vázquez Figueroa.

“Olvidamos que el ciclo del agua y el ciclo de la vida son uno mismo”

Jacques Y. Cousteau



Proyecto realizado por el alumno:

**Manuel Cabrera Freitag**

Fdo.:

Fecha:

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter confidencial.

El director del proyecto:

**Francisco Fernández-Daza**

Fdo.:

Fecha:

Vº Bº del Coordinador de Proyectos:

**Susana Ortiz Marcos**

Fdo.:

Fecha:



## **ESTUDIO TÉCNICO-FINANCIERO DE UNA DESALADORA VERTICAL CON EERR**

**Autor: Cabrera Freitag, Manuel**

Director: Fernández-Daza, Francisco

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

### **RESUMEN DEL PROYECTO**

#### **Introducción**

El presente proyecto tiene como objetivo definir y valorar las obras correspondientes a una desaladora de agua de mar para satisfacer la demanda de abastecimiento de agua de regadío, con una capacidad de producción de 30 hm<sup>3</sup>. La solución incluye un aprovechamiento hidroeléctrico destinado a mejorar los costes del agua producida, produciendo energía suficiente para la operación de la desaladora en el poniente almeriense y generando electricidad por la cual se obtendrá un beneficio económico al venderla a la red a precio de “pool”. El aprovechamiento se fundamenta en el análisis de las posibilidades que ofrece la nueva legislación en materia de tarificación eléctrica y consiste en poder desarrollar un aprovechamiento hidroeléctrico al amparo del Régimen Especial regulado por el Real Decreto XXX/2014, del cual, hoy en día, solamente se ha hecho público un borrador.

En la comunidad autónoma andaluza siempre se han planteado ambiciosas metas para el desarrollo positivo de sus comunidades de regantes. Estas metas derivan por un lado en la necesidad de reducir los costes del agua de regadío y su mal aprovechamiento y por otro, en la necesaria reducción de la dependencia del agua de los embalses y acuíferos que están siendo actualmente sobreexplotados.

Los objetivos anteriormente descritos representan el motivo del desarrollo de la planta de desalación por presión hidrostática. También ha influido en la necesidad de un cambio la mala gestión de las plantas de desalación convencional. Hoy en día, muchas de ellas se hallan paradas a causa de sus altos costes de funcionamiento.



El objetivo final del proyecto es realizar un estudio tanto técnico como económico, que permita valorar si esta nueva tecnología pueda ser una mejora sustancial en el mundo de la desalación e incluso esclarecer si resulta económicamente viable para los inversores.

### **Metodología**

Para poder realizar un diseño técnico realista y objetivo de la planta de desalación, es necesario conocer en primer lugar el funcionamiento de este tipo de plantas y sus características. Por ello, se mencionan a continuación los tipos de desalación que existen actualmente en el mundo: procesos térmicos (imitan el ciclo natural en el que calentando el agua hasta la producción de vapor y posterior condensación se convierte el agua en agua desalada); desalinización por membranas (hay que diferenciar dos tipos: la electrodiálisis en la que se utiliza la propiedad de la corriente eléctrica atrayendo los iones salinos disueltos; y la ósmosis inversa, que es un fenómeno físico que se produce en la naturaleza al poner en contacto dos soluciones salinas por medio de una membrana semipermeable). La planta de desalación vertical se basa en la desalación por ósmosis inversa en la que se sustituye la presión dinámica de las bombas, por presión hidrostática de una columna de agua.

Ésta consta de una gran e importante obra civil en comparación con las desaladoras convencionales. Las obras objeto de estudio a lo largo del proyecto son las siguientes:

- ✓ Obra de captación y estación de bombeo de agua de mar.
- ✓ Balsa de regulación.
- ✓ Planta desaladora de 30 hm<sup>3</sup> al año de producción.
- ✓ Central hidroeléctrica.
- ✓ Distribución del agua producida para el abastecimiento del regadío en Campo de Dalías.

Sobre el diseño de la planta ha tenido también una gran importancia el borrador del nuevo Real Decreto XXX/2014 sobre el Régimen Especial en el que el Gobierno está trabajando. A causa de la deuda del sector energético se han dispuesto nuevas leyes sobre la regulación de las primas al sector del Régimen Especial que influyen económicamente sobre la planta de desalación con central reversible proyectada.



También se estudia la influencia de la planta en el medio ambiente, tanto marino como terrestre, llegando posteriormente a la conclusión de que éste no se verá afectado negativamente.

Una vez definidos y explicados todos los factores que han intervenido en el proceso de diseño, éste se ha elaborado siguiendo varios pasos: en primer lugar se ha buscado una localización que cumpliera con las siguientes características: cota de altura de 850 metros y demanda de agua de regadío alta. Se escogió como ubicación idónea la costa almeriense de la Comunidad Autónoma de Andalucía. La ubicación, cercana a la Sierra de Gádor y en las inmediaciones de la comunidad de regantes de Campo de Dalías, cumplía con las dos características fundamentales mencionadas.

El segundo paso fue estudiar las necesidades de riego futuras en los horizontes 2015 y 2025 y la demanda que la desaladora podía abastecer. Se hizo un balance entre los recursos existentes y las demandas, llegando al déficit de agua que debería ser cubierto por la planta. Por ello, se decide construir una desaladora de  $30 \text{ hm}^3$ . Se realizan los cálculos pertinentes de los caudales a bombear para generar  $30 \text{ hm}^3$  al año y tener una potencia instalada de 50MW, obteniendo una necesidad de bombeo de  $17,08 \text{ m}^3/\text{s}$ , para generar agua desalada y electricidad. También se diseña la balsa de regulación y la capacidad de ésta para poder albergar los caudales bombeados.

A la hora de calcular las necesidades eléctricas de la instalación, se asume que la planta únicamente va a trabajar en las horas valle durante 315 días al año. Las horas valle son reconocidas por la regulación como el período 6, y es en el cual la electricidad es más barata.

Posteriormente, se analiza también cuánta energía se puede generar y cuáles serán los beneficios obtenidos si ésta se vendiera a precio de pool, establecido según la media de los precios de pool del año 2013. Los beneficios obtenidos por la venta del agua también son de elevada importancia. El precio de venta del agua desalada para regadío se ha disminuido en un 49%, con respecto al precio del agua desalada para regadío en 2008.

Tras realizar el diseño completo de la planta de desalación y de la central reversible, se ha elaborado un análisis económico y de rentabilidad, lo que ha permitido concluir si este tipo de planta de desalación es económicamente viable o no. El estudio económico comienza con una explicación sobre la metodología que se ha seguido en los cálculos: una breve explicación de la técnica de evaluación de empresas y el tipo de flujo de caja utilizado, Free Cash Flow. A la hora de calcular la tasa de descuento del cash flow, se ha escogido el método WACC.



El análisis incluye al detalle los conceptos de: inversión anual; costes de explotación; el préstamo y su amortización; y el cálculo de los ingresos. Con todos estos resultados se realiza la cuenta de resultados de la planta desaladora y la central reversible a 25 años, y el flujo de caja para el mismo período de tiempo. Se tiene también en consideración el factor de la inflación establecido por el BCE.

Para realizar el análisis de rentabilidad del proyecto se ha calculado el tipo de descuento del flujo de caja mediante el método WACC, como se ha dicho anteriormente, y tras descontarlo se han obtenido el VAN, la TIR, el payback y el índice de rentabilidad.

Finalmente, se ha comparado la inversión que se ha tenido que hacer en la planta hidrostática propuesta, con la inversión que se hizo en la planta de desalación de Carboneras, incluyendo una noticia en la que se habla del bajo rendimiento de ésta última por causa de los altos costes de funcionamiento. Se exponen, finalmente, en las conclusiones, las ventajas que tiene la planta multimodular diseñada a lo largo del proyecto.

### Resultados y conclusiones

Los resultados obtenidos son muy favorables teniendo en cuenta que se trata de un proyecto muy intensivo en capital y con un nivel de riesgo elevado. El VAN resulta positivo y con un valor de 12.776.496,78 €, por encima del exigido por los accionistas. La TIR de 7% es muy adecuada, sobre todo para un proyecto que contiene generación eléctrica en Régimen Especial y recibe primas por parte del Estado. Las primas en este tipo de proyectos suelen ser dadas con el fin de poder llegar a tener una rentabilidad del 7,5% sobre la inversión. El payback de 20,37 años, muestra los años que se tarda en rentabilizar la inversión y es quizás un poco alto, mostrando el riesgo que existe en una inversión de este calibre. El índice de rentabilidad es del 6,75%, un valor muy acorde con el tipo de inversión que se requiere para el proyecto.

<b>VAN</b>	12.776.496,78 €
------------	-----------------

<b>TIR</b>	7%
------------	----

<b>Payback</b>	20,37
----------------	-------

<b>Índice de rentabilidad</b>	6,75%
-------------------------------	-------

A partir de estos datos se ha concluido que la planta de desalación es rentable, sin embargo la planta desaladora vertical con central reversible ofrece muchas más ventajas frente a las plantas convencionales y que hace que esta nueva forma de desalar sea tan innovadora:



- ✓ Mejor ajuste de la producción a la demanda del agua.
- ✓ Mayor fiabilidad de la instalación, ya que será muy difícil que una avería paralice la totalidad de la planta.
- ✓ Facilidad para realizar el mantenimiento de la planta sin tener que pararla en su totalidad.
- ✓ Posibilidad de disponer de elementos importantes de reserva, como pueden ser la bomba de baja presión o la de limpieza de filtros, con un menor coste.
- ✓ Aprovechamiento de la carga del agua para efectuar el paso del agua salada por las membranas sin necesidad de contar con bombas de alta presión.
- ✓ Se aprovecha también la presión residual de la salmuera para generar energía.
- ✓ Dilución de la salmuera con el agua de proceso que ha pasado por la central reversible disminuyendo el impacto en las posidonias marinas.
- ✓ Generación de energía eléctrica a través de la central reversible, disminuyendo el coste energético de la desalación del agua.
- ✓ Durante las épocas estacionales en las que se necesita menos agua, la planta podría trabajar exclusivamente como central reversible con rendimientos energéticos altos.





## FINANCIAL AND TECHNICAL ANALYSIS OF A DESALINATION PLANT WITH RENEWABLE ENERGIES

### PROJECT SUMMARY

#### Introduction

This project is aimed to define and analyze the construction of a sea water desalination plant with a capacity of 30 hm<sup>3</sup>. The solution includes the construction of a hydroelectric plant to improve the cost of the water produced. The electric plant produces energy and economic benefit will be obtained by selling it to the network with the “pool” price. The use of it is based on the possibilities offered by the new legislation “Real Decreto XXX/2014”, in which plants that work on special regime are regulated.

The autonomous community of Andalucía has always had ambitious goals referred to the irrigation communities. These goals are derived on the one hand to the need of reducing the cost of the irrigation water and secondly to the necessary reduction in dependence on water from reservoirs and aquifers, that are being overexploited.

These objectives represent the reason for the development of the desalination plant with hydrostatic pressure in contrast with the mismanagement of conventional desalination plants, which are stopped because of their high operating costs.

The aim of the project is to analyze the demands the plant should cover and to reduce the exploitation of water in reservoirs and aquifers. This new technology can be an incredible improvement in the way of how to desalinate water and even economically viable for the investors.

#### Methodology

To carry out the technical design of the desalination plant, at first you need to know how the plants operate and their characteristics. Therefore, the different types of desalination that currently exists in the world are: thermal processes (natural cycle in which water is heated to produce steam and then condensed to obtain desalinated water); with membranes (you may distinguish between two types, firstly the electrodialysis method, which attracts dissolved salt ions and secondly, the reverse osmosis method, which is a physical phenomenon that occurs in nature by the contact of two solutions, one saline and the other one not, through a semipermeable membrane). The vertical desalination plant is



based on the reverse osmosis and uses hydrostatic pressure instead of the pressure of a pump.

After this, a study has been done about the vertical desalination plant and its energy generation plant and there are a lot of advantages to mention. Briefly, the constructions included in this project are:

- ✓ Construction of the sea water collection and pumping station.
- ✓ Regulation raft.
- ✓ Desalination plant with 30 hm<sup>3</sup> per year production.
- ✓ Hydroelectric power station.
- ✓ Distribution of desalinated water for the supply of irrigation in Campo de Dalías.

Finally, prior to the analysis and calculating the demands the plant has to cover, it is important to describe the new regulation of the premiums the government are going to give to plants in special regime. The influence that the plant has to the environment, both marine and terrestrial, is also studied, concluding that the plant will not affect to them negatively.

After defining all the factors involved in the process, the plant has been designed following the next steps: first of all, it is important to select a location in response of factors such as height dimensions of 850 m. After this, high demands of irrigation have been looked for, so Almería was a perfect situation that combined both factors. The plant is going to be in the coast of Almería, near to Sierra de Gádor and the irrigation community of Campo de Dalías.

The second step was to study the demand to be covered by the desalination plant and the needs of future irrigation in the 2015 and 2025 horizons. A balance between available resources and demands were made, reaching the water deficit the plant has to cover.

Moreover, after calculating the deficit and getting to know that a 30 hm<sup>3</sup> plant is going to be built, the pump flow is calculated to generate 30 hm<sup>3</sup> of desalinated water per year and to have installed a 50 MW capacity energy plant, reaching the need to pump 17,08 m<sup>3</sup>/s sea water.

Another very important part is the calculation of the electricity needs, assuming that the plant is going to work during peak hours, regulation period 6, period where the electricity is cheaper. The energy calculated and its benefits are based on the pool price, established



according to the average pool price in 2013. The plant takes also profits from the sale of desalinated water for irrigation. The price has been decreased a 49% compared to the price in 2008.

After designing the desalination plant and its energy plant and economic and profitability analysis has been developed, the fact of whether this type of desalination plant can be economically viable or not can be concluded. The study begins with a brief explication of the methodology used: evaluation technique and the type of business cash flow used, the Free Cash Flow. The WACC method has been chosen to calculate the discount rate of the cash flow.

The analysis includes details of annual investment, operating costs, loan and depreciation calculations and the incomes calculated in the section before. The factor of inflation set by the ECB is also been taken into consideration. The income statement of the plant has been calculated for a 25 years working period.

To deeply analyze the project's profitability, the NPV, IRR, payback and the profitability index has been calculated. Results have been compared to the investment at Carboneras' desalination plant, which is nowadays in low performance due to the high running costs it has. The advantages of having a desalination plant with an energy plant, instead of conventional plants, are set out in the conclusions.

### Results and conclusions

The results are favorable considering that this is a very capital-intensive project with high level of risk. The NPV is positive on stage with a value of € 12,776,496.78, which is above of the value required by the shareholders. The IRR of 7% is very suitable, especially for a project that contains special regime electricity generations and receives premiums from the state, which are often given in order to reach a yield of 7.5%. The payback of 20.37 years is maybe a little high and shows the existing investment risk. The rate of return is 6.75%, which is a very consistent value to the kind of investment required in the project.

<b>NPV</b>	12.776.496,78 €
------------	-----------------

<b>IRR</b>	7%
------------	----

<b>Payback</b>	20,37
----------------	-------

<b>Rate of return</b>	6,75%
-----------------------	-------



From this data it can be concluded that the desalination plant is profitable, however the desalination plant with hydrostatic pressure and the energy plant offers many other advantages over conventional desalination plants:

- ✓ Best adjusting production to the demand of water.
- ✓ Increased reliability of the system as it will be very difficult for a failure to paralyze the entire plant.
- ✓ Ability to perform maintenance on the ground without having to stop it in its entirety.
- ✓ Use of the water supply to make the passage of seawater through the membranes without need for high pressure pumps.
- ✓ Residual brine pressure is also used to generate electricity.
- ✓ Brine is diluted with sea water that passes through the energy plant minimizing the impact on marine environment.
- ✓ Electricity generation with the energy plant reduces the energy cost of water desalination.
- ✓ During seasonal times when less water is needed, the plant could work exclusively as an energy plant with high performance.



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## Índice

<b>Parte 1: Memoria .....</b>	<b>22</b>
1. Introducción al proyecto.....	23
1.1. Introducción .....	23
1.2. Motivación del proyecto.....	23
1.3. Objetivos del proyecto .....	25
1.4. Metodología de trabajo.....	26
1.5. Recursos a emplear.....	27
2. Antecedentes .....	29
2.1. Estudio de los trabajos existentes .....	29
2.2. Estado de la cuestión .....	43
2.3. Desaladora por presión hidrostática .....	44
2.3.1. Desaladora por presión hidrostática en cámara subterránea.....	44
2.3.2. Desaladora por presión hidrostática en altura con central reversible .....	47
2.4. Panorama energético .....	53
2.5. Impacto ambiental y social.....	71
<b>Parte 2: Estudio técnico .....</b>	<b>76</b>
3. Estudio técnico .....	77
3.1. Estudio de demandas y caudales de cálculo .....	77
3.1.1. Introducción .....	77
3.1.2. Recursos .....	78
3.1.1.1. Embalse de Benínar.....	78
3.1.1.1.1. Características .....	78
3.1.1.1.2. Aportaciones.....	78
3.1.1.1.3. Demandas .....	79
3.1.1.1.4. Calidad del agua .....	80
3.1.1.2. Aguas subterráneas en Campo de Dalías .....	81
3.1.1.2.1. Características .....	81
3.1.1.2.2. Demandas .....	82
3.1.1.2.3. Calidad .....	83



3.1.1.3. Reutilización de aguas residuales.....	83
3.1.1.3.1. Características .....	83
3.1.1.3.2. Demandas .....	84
3.1.3. Demandas .....	84
3.1.3.1. Introducción .....	84
3.1.3.2. Regadío.....	85
3.1.3.2.1. Introducción .....	85
3.1.3.2.2. Riegos en Campo de Dalfías .....	85
3.1.3.2.3. Necesidades de riego actuales .....	88
3.1.3.2.4. Necesidades de riego futuras.....	89
3.1.3.2.5. Usos deportivos .....	90
3.1.4. Balance de recursos frente a demandas .....	91
3.1.4.1. Recursos .....	91
3.1.4.1.1. Superficiales .....	91
3.1.4.1.2. Subterráneos .....	92
3.1.4.2. Demandas .....	92
3.1.4.3. Balance .....	93
3.1.5. Dimensionamiento de la IDAM .....	93
3.1.5. Caudales de diseño.....	94
3.1.5.1. Introducción .....	94
3.1.5.2. Red de distribución.....	94
3.2. Cálculos justificativos de la central y la estación de bombeo .....	94
3.2.1. Introducción .....	94
3.2.2. Bases de partida.....	96
3.2.3.1. Introducción .....	96
3.2.3.2. Caudal de toma.....	96
3.2.3.3. Equipos de la estación de bombeo .....	98
3.2.4. Balsa de regulación .....	100
3.2.4.1. Volumen necesario .....	100



<b>Parte 3: Estudio económico .....</b>	<b>129</b>
4. Estudio Económico .....	130
4.1. Introducción .....	130
4.2. Inversión.....	130
4.2.1. Terrenos.....	130
4.2.1.1. Descripción general.....	130
4.2.1.2. Actividad económica.....	131
4.2.1.3. Usos del territorio.....	131
4.2.1.4. Criterios de expropiación .....	131
4.2.1.5. Estimación del coste de expropiación .....	133
4.2.2. Servicios afectados .....	134
4.2.2.1. Introducción .....	134
4.2.2.2. Servicios afectados .....	134
4.2.2.3. Coste de los servicios afectados .....	135
4.2.3. Construcción de la planta .....	135
4.2.3.1. Introducción .....	135
4.2.3.2. Costes de la planta.....	136
4.2.4. Inversión total necesaria para la construcción de la planta .....	137
4.3. Costes de explotación de la planta .....	138
4.3.1. Introducción .....	138
4.3.2. Costes de explotación totales .....	139
4.4. Valoración de la inversión.....	140
4.4.1. Introducción .....	140
4.4.2. Descuento de flujo de caja.....	140
4.4.2.1. WACC.....	141
4.4.3. Evaluación de la rentabilidad .....	142
4.4.3.1. Introducción .....	142
4.4.3.2. VAN.....	143
4.4.3.3. La tasa de retorno simple, payback .....	143
4.4.3.4. TIR .....	144





4.4.3.5. Índice de rentabilidad .....	144
4.4.4. Cálculos de la valoración de la inversión .....	145
4.4.4.1. Introducción .....	145
4.4.4.2. WACC .....	145
4.4.4.2.1. Coste de capital .....	145
4.4.4.2.2. Coste de la deuda .....	146
4.4.4.2.3. Cálculo del WACC .....	147
4.4.4.3. Tasa de inflación IPC .....	147
4.4.4.4. Amortización .....	148
4.4.4.5. Cálculo del FCF .....	149
4.4.4.6. Cálculos de la rentabilidad .....	150
4.4.4.7. Comparación desaladora de Carboneras .....	153
4.4.4.7.1. Introducción .....	153
4.4.4.7.2. Costes de la inversión .....	155
5. Conclusiones .....	158
<b>Parte 4: Bibliografía .....</b>	<b>162</b>
6. Bibliografía .....	163
<b>Parte 5: Anexos .....</b>	<b>164</b>
7. Tríptico tarifas eléctricas Iberdrola .....	165

## Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la relación capacidad instalada/consumo específico .....	30
Figura 2: Capacidad instalada por países .....	31
Figura 3: Principios de la ósmosis inversa .....	34
Figura 4: Procesos de ósmosis .....	35
Figura 5: Desaladora vertical .....	49
Figura 6: Figura de la demanda del embalse de Benínar .....	80
Figura 7: Acuíferos en Campo de Dalías .....	81



Figura 8: Evolución del bombeo de agua de acuífero en Campo de Dalías.....	82
Figura 9: Evolución de la superficie regable en Campo de Dalías.....	86
Figura 10: Evolución 1995-2000 de la superficie regable Campo de Dalías .....	87
Figura 11: Esquema general de la planta de desalación.....	95
Figura 12: Consumo de la planta en MWh en cada mes del año .....	120
Figura 13: Precios a pool de la energía en España según OMIE.....	123
Figura 14: Bono español a 20 años .....	146
Figura 15: Artículo sobre la desaladora de Carboneras .....	157

## Índice de tablas

Tabla 1: Variación del volumen del embalse de Benívar.....	79
Tabla 2: Caudales de las EDAR y la superficie regable.....	84
Tabla 3: Superficies regadas por municipio .....	86
Tabla 4: Evolución de la superficie regable en cada municipio.....	87
Tabla 5: Superficie regada y demandada .....	88
Tabla 6: Necesidades de riego en Campo de Dalías .....	88
Tabla 7: Necesidades de riego futuras en Campo de Dalías .....	89
Tabla 8: Necesidades de riego de los campos de golf en Campo de Dalías.....	90
Tabla 9: Consumos de los campos de golf.....	91
Tabla 10: Recursos disponibles del embalse de Benívar .....	91
Tabla 11: Recursos disponibles de los acuíferos de Campo de Dalías.....	92
Tabla 12: Demandas para regadío en Campo de Dalías actuales y a futuro .....	92
Tabla 13: Déficit de los recursos para satisfacer las demandas en Campo de Dalías .....	93
Tabla 14: Caudales demandados por cada comunidad de regantes.....	94



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---

Tabla 15: Caudales de impulsión de la desaladora.....	97
Tabla 16: Caudales de impulsión de la central reversible .....	98
Tabla 17: Datos de las bombas con las que se van a bombear el agua.....	99
Tabla 18: Regulación semanal de la balsa, volumen útil 0 hm <sup>3</sup> .....	101
Tabla 19: Regulación semanal de la balsa, volumen útil 1,403 hm <sup>3</sup> .....	102
Tabla 20: Potencia instalada por grupos.....	103
Tabla 21: Parámetros de la instalación desaladora.....	108
Tabla 22: Niveles de tensión de las tarifas de acceso.....	113
Tabla 23: Horarios que se aplican a los períodos tarifarios según el tipo .....	115
Tabla 24: Coeficiente $k_i$ según los períodos tarifarios .....	116
Tabla 25: Características de la instalación .....	119
Tabla 26: Coste de la factura eléctrica según los períodos tarifarios .....	119
Tabla 27: Consumo en MWh de la planta en cada mes del año.....	120
Tabla 28: Coste de los consumos eléctricos en cada mes del año del período 6.....	121
Tabla 29: Total de los gastos en términos de potencia contratada .....	121
Tabla 30: Total de los costes de la factura eléctrica.....	122
Tabla 31: Precios según OMIE de la electricidad .....	124
Tabla 32: Producción total de la electricidad en la planta desaladora.....	125
Tabla 33: Ingresos por la venta de la electricidad a precio POOL.....	125
Tabla 34: Costes del agua.....	127
Tabla 35: Ingresos por la venta del agua desalada .....	127
Tabla 36: Superficie expropiada forzosamente para la construcción de la planta.....	132
Tabla 37: Superficie expropiada de servidumbre para la construcción de la planta .....	132
Tabla 38: Superficie expropiada temporalmente para la construcción de la planta .....	133

---



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---

Tabla 39: Costes de las expropiaciones.....	134
Tabla 40: Costes de la planta.....	136
Tabla 41: Inversión necesaria para la construcción de la obra.....	137
Tabla 42: Costes de explotación.....	139
Tabla 43: Free Cash Flow .....	141
Tabla 44: Parámetros para el cálculo del WACC.....	147
Tabla 45: Parámetros para el cálculo de la amortización .....	148
Tabla 46: Cálculo del FCF .....	149
Tabla 47: Cálculo de la rentabilidad .....	150
Tabla 48: Cálculo de la rentabilidad .....	150
Tabla 49: Cálculo de la rentabilidad .....	151
Tabla 50: Cálculo de la rentabilidad .....	151



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## **Parte 1: Memoria**



## **1. Introducción al proyecto**

### **1.1. Introducción**

El proyecto “Estudio técnico-financiero de una desaladora vertical con EERR” tiene como objetivo analizar la viabilidad de la instalación de una desaladora por presión hidrostática que también tendrá las características de una central reversible, así como la posible introducción de una instalación de energía renovable eólica con el fin de reducir los costes de bombeo del agua.

Los principales objetos de estudio a lo largo del proyecto serán: el estudio de los trabajos existentes de desalación en España; el estudio técnico de la desaladora vertical con central reversible; la inclusión de una instalación de energías renovables eólica; el panorama energético y la legislación de éste; el impacto ambiental y social del proyecto; y por último el estudio financiero y el análisis de viabilidad de la instalación.

Cada uno de estos objetos serán analizados con detenimiento atendiendo tanto a los factores técnicos (ubicación de la instalación, energía necesaria para desalar, energía producida, etc.) como a los factores económicos (como por ejemplo el coste de la instalación).

Por todo ello se pretende realizar un análisis financiero estudiando los diferentes tipos de financiación a los que se va a poder optar (ayudas gubernamentales con posibles subvenciones; inversores nacionales o internaciones; modelo de concesión).

### **1.2. Motivación del proyecto**

La principal motivación es el interés por los dos campos principales del proyecto:

- ✓ El sector de la energía (legislación, energías renovables)
- ✓ El sector económico (análisis financieros y de viabilidad)

Los estudios realizados por el alumno, Ingeniería Industrial especialidad en Mecánica, aportan unos conocimientos de gran utilidad para la realización de este proyecto. A través de este proyecto se ha conseguido profundizar en materias financieras y en



eléctricas, tanto técnicas como de legislación, siendo estos sectores de gran interés para el alumno, como se ha dicho anteriormente.

Por otra parte el proyecto ha sido motivado también por la actual situación que vive la desalación en España, siendo uno de los países del mundo con más capacidad total instalada ( $m^3/día$ ) y que menos uso hace de sus instalaciones.

La dependencia energética del exterior en España, especialmente sensible (aproximadamente un 77%), y las situaciones de inestabilidad de los países que abastecen al país energéticamente que elevan el precio de las principales fuentes, así como el encarecimiento del sector energético, hacen que sea muy interesante e importante el estudio de posibles soluciones energéticas, como puede ser la desaladora vertical, que podría ser considerada como una fuente alternativa para la red de energía española gracias a la integración de una central reversible en la instalación.

Pese a haber contado con un masivo apoyo institucional y con multimillonarias campañas publicitarias la desalación convencional ha fracasado en un 80% a causa de los altos costes de producción de agua desalada, por lo que se podría decir que también carece de futuro. Quizás se esté ante el momento del cambio, en el que los modelos convencionales empiezan a estar obsoletos y hay que dejar paso a ideas innovadoras.

La desalación es un tema muy presente en la sociedad agricultora puesto que el coste del agua de regadío está creciendo sin parar cada año. También la mala gestión de los acuíferos en el sur del país hace que la desaladora vertical sea una solución muy interesante que puede paliar muchos de los problemas que actualmente tiene el sector agricultor en dicha zona. A través del modelo propuesto se obtendrían reducciones significantes en los precios del agua para regadío así como un control en la extracción de agua de los acuíferos.

En el hipotético caso en el que no se estuviera haciendo uso del agua desalada y en el que el agua en el mercado hubiera bajado, se podría utilizar la desaladora únicamente como central reversible, con lo cual evitaríamos que la instalación quedara en desuso ofreciendo energía a la red española.

El uso de energías renovables será también un tema a tratar, puesto que se analizará si su uso es económicamente viable para la instalación o no. Hay que tener muy en consideración que las plantas de desalación van a estar situadas cercanas a la costa y en alturas considerables, donde el viento siempre está presente. Se puede aprovechar éste a través de pequeñas instalaciones eólicas, que tampoco supongan un coste muy elevado, en las que la energía eólica se transformaría en energía potencial hidráulica. A través de una





instalación de este tipo se quiere conseguir que el gasto del bombeo del agua para desalar sea contrarrestado con la instalación eólica. Aunque hoy en día no se reciban ya las grandes subvenciones por la integración de este tipo de energías renovables, éstas igualmente pueden llegar a ser beneficiarias para la desaladora por presión hidrostática.

Para finalizar hay que resaltar la parte financiera, puesto que en un proyecto de esta envergadura, aunque pueda ser muy beneficioso para la sociedad, necesita de una gran inversión económica. Por ello se realizará un análisis de viabilidad y financiero para así poder llegar a una idea más real y tangible del proyecto, lo que conlleva una motivación extra puesto que la buena realización de viabilidad de cualquier proyecto es siempre de gran importancia para la toma de decisión final, en cuanto a que el proyecto sea finalmente viable o no.

Los estudios realizados en este proyecto aportarán un gran conocimiento al alumno en los sectores que han motivado a éste realizar un proyecto de semejantes características.

### **1.3. Objetivos del proyecto**

El objetivo principal de este proyecto es analizar la viabilidad técnico-económica de la implantación de una desaladora vertical, que podría actuar al mismo tiempo como central reversible, con la ayuda de una pequeña instalación eólica de energías renovables para suministrar demandas de agua para el regadío andaluz principalmente y en caso de que éste sea muy bajo, poder suministrar energía a la red de eléctrica a través del uso de la central reversible.

Para el análisis presente se tendrán en cuenta diversas variables como el coste de la instalación y la demanda a la que se tendrá que enfrentar ésta, con el fin de aumentar la rentabilidad lo máximo posible.

Por lo tanto la realización y desarrollo de este proyecto cuenta con los siguientes objetivos principales:

- ✓ Explicar las diferentes formas de desalación y describir brevemente la situación actual en España.
- ✓ Explicar el funcionamiento de una desaladora vertical y la desalación a través de ósmosis inversa.



- ✓ Realizar el estudio técnico de la desaladora por presión hidrostática y su uso como central reversible.
- ✓ Analizar tanto la demanda energética en España, como la demanda de aguas de regadío en Andalucía.
- ✓ Analizar la legislación vigente que regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial.
- ✓ Realizar el estudio financiero y de viabilidad de la planta, así como un estudio de sensibilidad de la misma.

Una vez realizadas todas las etapas descritas anteriormente, se procederá a obtener las conclusiones del estudio.

#### **1.4. Metodología de trabajo**

La idea principal del proyecto es utilizar la desaladora vertical como instalación innovadora para la desalación de agua para su uso en regadíos. Para ello principalmente se hará un estudio de mercado, en el que se analizará el agua que está demandando el sector agricultor en España.

Al querer situar la desaladora en Andalucía, se acotará el estudio de mercado a esta comunidad y sobretodo en la provincia almeriense, siendo ésta la provincia con más consumo de agua en el sector agricultor español.

Con este estudio se analizará a qué tipo de demanda se enfrentará la desaladora y si este modelo innovador de desalación puede llegar a ser competitivo.

Por consiguiente habrá que realizar comparaciones entre los distintos tipos de desalación que se llevan a cabo en España y el coste que se le atribuye al precio del agua para su uso en regadíos a cada una de ellas.



También se estudiará el uso de la desaladora como central reversible. Para ello también habrá que analizar el mercado eléctrico y la legislación que ahora mismo regula el régimen especial. La demanda eléctrica y su análisis está entre las prioridades de este proyecto.

Una vez contemplados todos los mercados en los que la planta va a estar involucrada, se dispondrá a hacer el diseño de la misma. Sin embargo el diseño no será descrito técnicamente de forma exhaustiva, sino que se tratará de forma superficial. El diseño y los componentes de la planta se explicarán abstractamente, con el fin de poder centrarnos en el análisis financiero y de sensibilidad.

Se compararán las inversiones necesarias para poner en marcha la planta de desalación por presión hidrostática, comparando éstas con la de las plantas de desalación convencionales. Las diferentes formas de financiación serán también objetos de estudio con las que se concluirá el proyecto.

### **1.5. Recursos a emplear**

Los recursos que se van a emplear para la buena realización del proyecto son los siguientes:

- ✓ Editor de texto *Microsoft Office Word* con el que se realizará toda la redacción del proyecto.
- ✓ Hojas de cálculo de *Microsoft Office Excel* en las cuales se podrán ejecutar todas las financiaciones posibles de la misma manera que los cálculos de viabilidad económica.
- ✓ Programa de diseño *AutoCad* con el cual se diseñará la instalación de la planta desaladora.
- ✓ Documentos de la legislación vigente reguladora de la actividad del sector energético en régimen especial.
- ✓ Documentos de la legislación andaluza en la que aparece descrita la demanda de agua para regadío en esta comunidad autónoma, abarcando todas sus provincias.



- ✓ Documentos de la desalinización en España en los cuales se explican los diferentes tipos de desalinización y la posición de España en el sector de la desalinización de agua.

A lo largo del proyecto se han ido añadiendo los recursos que se han ido empleando según las necesidades en cada parte del proyecto.



## **2. Antecedentes**

### **2.1. Estudio de los trabajos existentes**

Existe cada vez una mayor preocupación ante el desequilibrio hídrico existente, provocado por el incremento de la demanda que el actual modelo de desarrollo exige y por una oferta cada vez más limitada de los recursos disponibles. La situación de déficit de recursos se ha detectado en España como un fenómeno crónico en determinadas zonas como por ejemplo: Canarias; Baleares o el litoral mediterráneo. Esto ha generado un estrés hídrico que a su vez impulsa a una gestión mucho más sostenible, basada en la racionalización de la demanda y la optimización de la oferta.

La nueva política europea sobre el agua se definió en la Directiva Marco del Agua (DMA) 2000/60/CE el 23 de Octubre de 2000, hace ya hace más de una década. Esta política enfatiza el uso más eficiente del agua basado en una gestión de la demanda que impida malgastar los escasos recursos evitando prácticas abusivas en el uso del agua.

En este contexto es en el que tiene su máxima aplicación el empleo de los recursos llamados “no convencionales” como son los que se generan mediante procesos de desalinización de agua de mar o salobre. Aunque actualmente suponen un pequeño porcentaje sobre el total de recursos disponibles, la aportación de estos recursos está empezando a ser muy significativa para poder minimizar el desequilibrio hídrico existente.

A nivel mundial alrededor de sesenta millones de ciudadanos beben actualmente agua desalinizada. Si se tiene en cuenta que el crecimiento esperado de la población podría llegar a 9000 millones de habitantes en el año 2030, se necesitaría una producción de agua desalinizada de 140-160 millones de metros cúbicos diarios, únicamente para poder hacer frente a la demanda básica y necesaria del hombre. Por lo tanto, siendo el mar un recurso inagotable, es una opción perfectamente viable que la desalinización se convierta en un recurso alternativo o complementario, en función de factores como la disponibilidad de recursos naturales, los costes de producción ligados al consumo específico y otras consideraciones como podrían ser las socio-políticas.

En España la desalinización ha evolucionado positivamente desde que a principios de los años setenta se pusieran en marcha las primeras instalaciones diseñadas mediante procesos de tipo térmicos (MSF, MED y CV) que eran grandes consumidores de energía con consumos específicos que podrían superar los 30-40 kWh por metro cúbico de agua desalada.



En la década de los años ochenta aparecen las primeras instalaciones de ósmosis inversa, conviviendo en ese período con las tecnologías de evaporación (CV principalmente), reduciéndose el consumo energético.

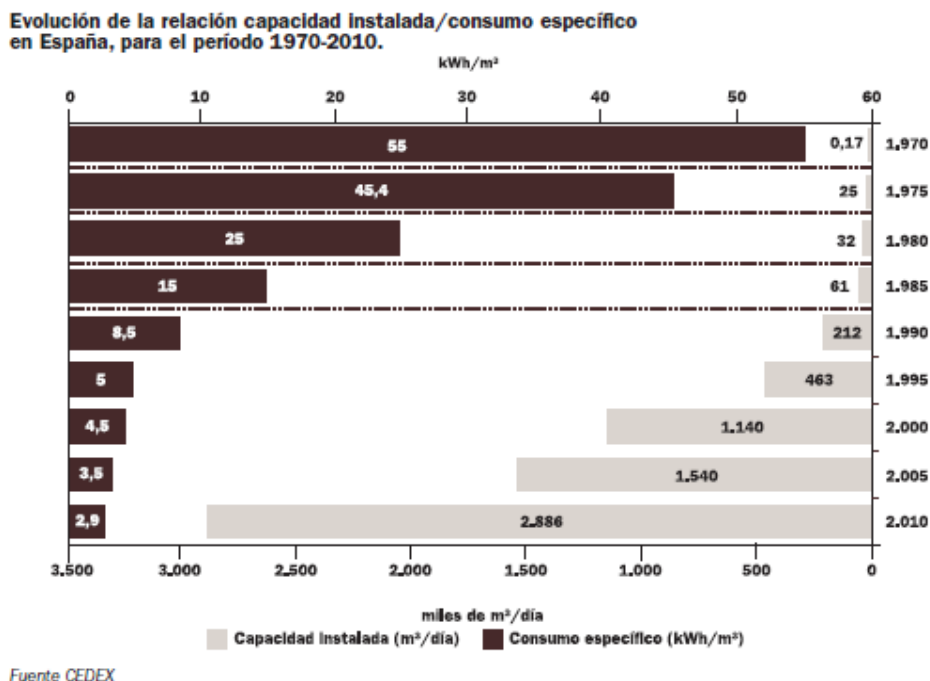


Figura 1: Evolución de la relación capacidad instalada/consumo específico

Es en los años noventa, una vez comprobado el correcto funcionamiento de las membranas, cuando se da el gran salto a instalaciones de ósmosis inversa, cuya capacidad de producción ha ido en aumento conforme se ha ido reduciendo el consumo energético.

En el año 2010 se superó la cifra de un millón de metros cúbicos al día instalados, alcanzando en el año 2005, 1,5 millones de metros cúbicos al día en cerca de novecientas instalaciones. Esta evolución ha convertido a España en el cuarto productor mundial de agua desalada.

La continua evolución y nuevas innovaciones en el campo de la desalinización por ósmosis inversa, como son los sistemas de recuperación de energía, han contribuido al enorme incremento de la capacidad de producción.



Mientras a escala mundial más del 70% de la capacidad de producción se lleva a cabo en instalaciones MSF (destilación multietapa), en España la ósmosis inversa (OI) representa más del 80% del total, lo que se explica por la escasa incidencia que el coste energético tiene precisamente en los primeros países productores.

Capacidad instalada en la actualidad (por países y tecnología)

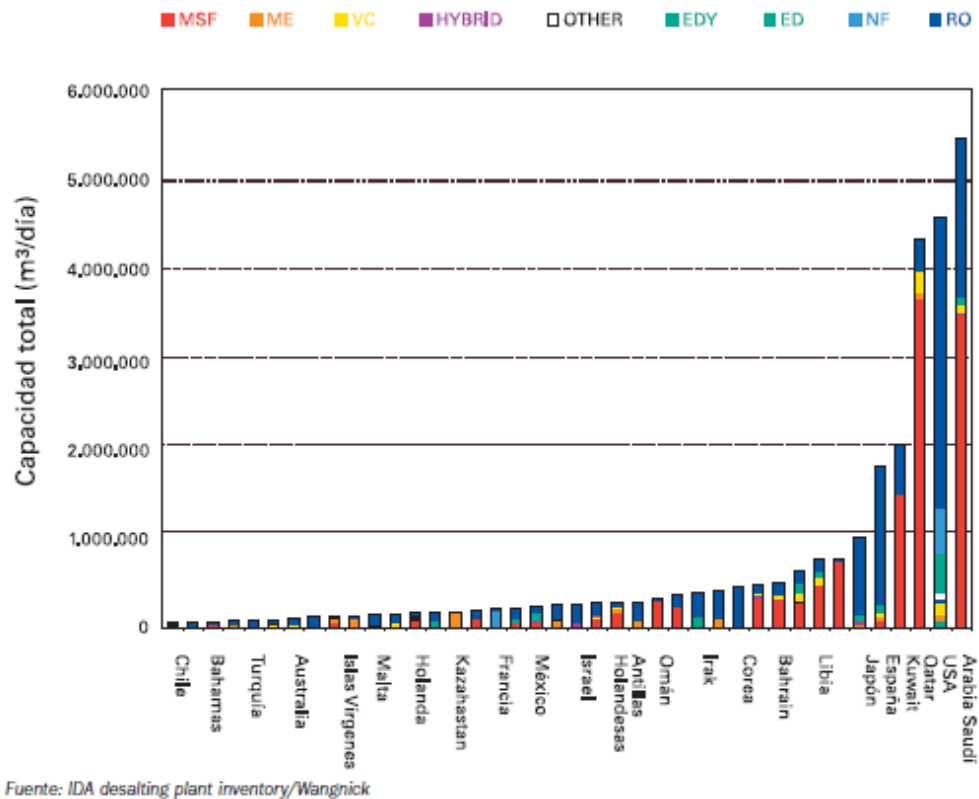


Figura 2: Capacidad instalada por países



### 2.1.1. El programa AGUA

Este programa se basa en la tecnología de la desalinización como elemento clave en la estrategia para la solución de problemas derivados del déficit de recursos hídricos existente en la zona mediterránea.

Se han programado actuaciones para poder llegar a producir hasta 500Hm<sup>3</sup>/año de agua desalinizada, por lo que durante la siguiente década se habrá duplicado la capacidad actual hasta tres millones de metros cúbicos diarios, lo que potencia a España como país productor y refuerza la capacidad tecnológica y de liderazgo al sector empresarial español, al querer desarrollar un programa ambicioso que va más allá de la ejecución de las infraestructuras, ya que tendrá que operar las instalaciones durante quince años bajo criterios estrictos de calidad y consumo energético.

El conjunto de actuaciones de desalinización ha significado una inversión total superior a los mil millones de euros y el plan de desalinización ha permitido que:

- ✓ Se incremente el porcentaje de toma de agua de mar (salobre) hasta más del 50%.
- ✓ Aumente el porcentaje de agua desalinizada en el riego agrícola, ya que alguna de las instalaciones tienen el doble objetivo de abastecimiento y riego.
- ✓ Se incremente la producción en las grandes instalaciones.
- ✓ El agua desalada mediante procesos internos sea insignificante en relación con la obtenida con ósmosis inversa (reducción del consumo energético por metro cúbico).

La planta desaladora vertical utilizará el fenómeno de ósmosis inversa para desalar el agua, únicamente difiere en que la presión proporcionada será presión hidrostática en vez de presión dinámica suministrada por un grupo de bombas. Las tecnologías e innovaciones desarrolladas durante este programa AGUA también serán aprovechadas en la desaladora vertical.





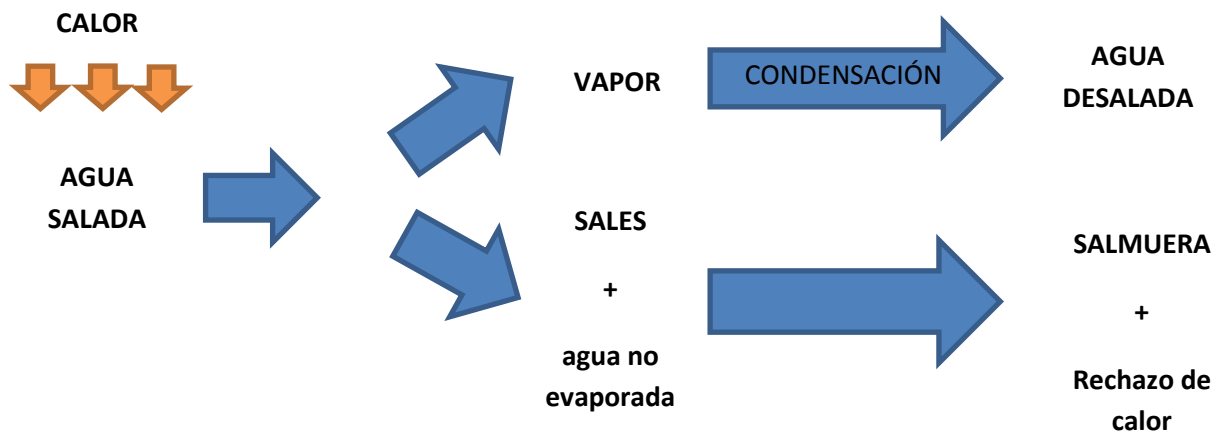
## Las plantas desaladoras

Una planta desaladora es una instalación que convierte el agua salada del mar (o salobre) en agua apta para el consumo humano, así como para usos industriales o de regadío.

Hay varios procesos de desalinización y los más importantes y utilizados en España se van a explicar a continuación:

### a. Procesos térmicos

Los procesos térmicos imitan el ciclo natural en el que se calienta el agua hasta la producción de vapor y posteriormente se condensa convirtiéndose ésta en agua desalada.



b. Desalinización por membranas

Existen dos tipos de procesos que utilizan membranas:

- Electrodiálisis (EDR)

La electrodiálisis utiliza la propiedad de la corriente eléctrica atrayendo los iones salinos disueltos. Al introducir una corriente eléctrica en una solución salina los iones tienden a migrar hacia el electrodo de carga opuesta. La electrodiálisis se utiliza exclusivamente para aguas salobres.

- Ósmosis inversa (OI)

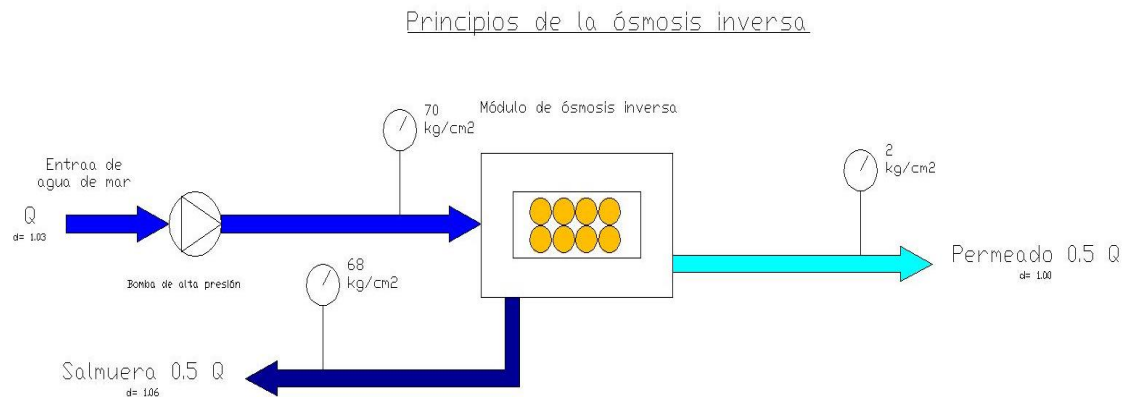
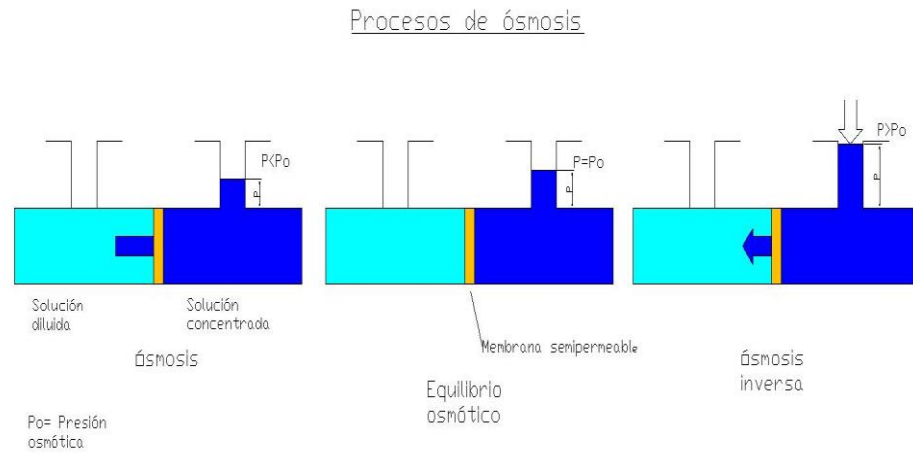


Figura 3: Principios de la ósmosis inversa

La ósmosis es un fenómeno físico que se produce en la naturaleza al poner en contacto dos soluciones salinas por medio de una membrana semipermeable. De una forma natural y hasta que la denominada presión osmótica es alcanzada, se produce un flujo a través de la membrana desde la solución diluida hacia la concentrada. En las plantas actuales de ósmosis inversa convencional se invierte este proceso mediante la aplicación de una presión a la solución concentrada, superior a la osmótica, que consigue que el flujo se desplace en dirección inversa, logrando así la ósmosis inversa.



**Figura 4: Procesos de ósmosis**

La ósmosis inversa se aplica tanto para la desalinización de agua de mar como salobre. Una instalación de este tipo consta fundamentalmente de las siguientes etapas:

- i. Toma de agua de mar
- ii. Pretratamiento
- iii. Sistema de alta presión y recuperación de energía
- iv. Ósmosis inversa
- v. Postratamiento de agua desalada
- vi. Vertido de salmuera

A continuación se detalla cada una de las etapas:

- i. Toma de agua de mar

La captación de agua de mar se puede hacer mediante toma abierta o mediante pozos.



La toma de captación abierta genera más incertidumbre ya que ésta es mucho más vulnerable a todo tipo de vertidos contaminantes, presenta mayor variabilidad de calidad y está sujeta a variaciones de temperatura. Por el contrario el agua de pozo presenta mejores calidades y es mucho más homogénea.

Desde el punto de vista de la garantía de caudal, las ventajas son para la toma abierta, ya que es más complicado asegurar el caudal de producción en el agua de pozo, por lo que las plantas de gran tamaño tienen tomas de agua abiertas y una etapa de pretratamiento más compleja.

ii. Pretratamiento

El pretratamiento de una instalación de desalinización está concebido para los siguientes objetivos:

- Eliminar turbidez y sólidos en suspensión.
- Ajustar y controlar el pH del agua.
- Inhibir y minimizar la formación de componentes que puedan obstruir o precipitar sobre las membranas.
- Impedir desarrollos biológicos en el sistema.
- Mejorar el SDI del agua de alimentación hasta valores inferiores a 5.

iii. Bombeo de alta presión

Las bombas de alta presión (60-70 bar) son los equipos que alimentan a las membranas de ósmosis inversa a la presión adecuada para que se produzca la separación entre el agua desalada y la salmuera. Esta parte es la gran consumidora de energía y por ello se han desarrollado diferentes sistemas de recuperación de energía, que han ido evolucionando desde las turbinas de contrapresión hasta las turbinas de tipo Pelton y sistemas recientes de cámaras intercambiadoras de presión. De esta forma se ha pasado de consumir 8-9 kWh/m<sup>3</sup> a 3-4 kWh/m<sup>3</sup> en las plantas más modernas.



iv. Ósmosis inversa

Ésta es la pieza clave en toda instalación de desalinización por ósmosis inversa. Su implantación va en aumento gracias a su evolución tecnológica, tanto de las recuperaciones de energía como de las propias membranas, que ya tienen un factor de recuperación del 50% de agua desalada. Se podrían diseñar sistemas de doble paso o doble etapa, optimizando aún más el resultado obtenido.

v. Postratamiento

El agua osmotizada (agua desalada) ha de someterse a una fase de postratamiento para adecuar los parámetros de calidad a los usos a los que se destine el agua producida. Hay que adoptar medidas correctoras mediante técnicas de remineralización que permiten obtener un agua ligeramente de mejor calidad. La realización del postratamiento depende de si el agua es de uso para regadío o es potable.

vi. Vertido de salmuera

El vertido de la salmuera, si bien es muy concentrado, representa un pequeño caudal relativo, por lo cual no ha de ser amenazador para la fauna marina, aunque debe ser siempre controlado para evitar daños en determinadas especies.

### 2.1.2 Los costes de desalinización

El gran reto de la desalinización es el de conseguir que el coste del agua desalada sea competitivo con el de otros recursos.

Para conseguir que el coste sea competitivo habrá que minimizar la influencia de la componente energética en dicho coste, tanto en costes fijos (en términos de potencia instalada) como en costes variables (en términos de energía).



La amortización de las instalaciones repercute también en el precio del agua alrededor de un 35%, y otro 40% del coste total procede de la energía consumida. Si no se tuviera en cuenta la amortización, la energía representaría prácticamente tres cuartas partes del coste total del agua.

De ahí la importancia en seguir innovando en sistemas para que reduzcan aún más el consumo específico del proceso de ósmosis inversa, como podría ser la desaladora vertical. Sin embargo el coste de amortización sería un poco mayor, puesto que la desaladora vertical tiene un coste mayor en sus instalaciones, aunque un coste prácticamente nulo en energía.

Las instalaciones también podrían incorporar sistemas de:

- ✓ Energía solar fotovoltaica para pequeños consumos
- ✓ Energía eólica para altos consumos

### 2.1.3. Grandes plantas de desalación en España

Se exponen aquí las plantas de desalación más grandes de España y las que están en proceso de construcción o apunto de operar:

- ✓ Planta desaladora de agua de mar de Carboneras (Almería)

En el momento de su puesta en marcha llegó a ser la desaladora más grande de Europa con 120.000 m<sup>3</sup>/día, unos 42 hm<sup>3</sup>/año.

El objetivo de la planta era garantizar de un modo definitivo el suministro de agua para el abastecimiento de núcleos urbanos (Carboneras, Mojácar, etc.) así como para el regadío.

La instalación consta de:

- Sistema de toma abierta de agua de mar.
- Pretratamiento físico-químico mediante desarenado, filtración sobre arena, filtración secundaria (20 micras) y adición de reactivos.
- Sistema de ósmosis inversa con recuperación de energía mediante turbinas Pelton (41% de la energía de bombeo).
- Postratamiento para los caudales de abastecimiento mediante recalcificación y cloración.



✓ Planta desaladora de agua de mar de San Pedro del Pinatar (Murcia)

El sistema de desalinización del Nuevo Canal de Cartagena para el abastecimiento de agua a la mancomunidad de Los Canales de Taibilla se lleva a cabo en dos fases.

La primera fase se puso en marcha en el año 2001, con capacidad para 65.000 m<sup>3</sup>/día. La captación de agua de mar se efectúa con una técnica pionera en el mundo de la perforación horizontal, mediante drenes horizontales, dirigida hacia el interior del mar. El pretratamiento se lleva a cabo en dos etapas de filtración y adición de reactivos. El proceso de desalinización es por ósmosis inversa e incluye turbinas Pelton para la recuperación de energía. El grado de conversión es del 45% del agua permeable. Finalmente el agua se somete a un proceso de remineralización para equilibrar su dureza y pH hasta los límites establecidos para el agua potable.

La segunda fase se puso en marcha en 2006 con una capacidad también de 65.000 m<sup>3</sup>/día, estando concebida como una extensión de la primera, aunque en este caso la captación de agua de mar se hace mediante toma abierta, repercutiendo en el diseño del pretratamiento. Este diseño incluye en el proceso una etapa de desbaste, tratamiento físico-químico de filtración y coagulación y filtración en dos etapas.

El proceso de ósmosis inversa incluye también un sistema de recuperación de energía por turbinas Pelton.

El objetivo de estas instalaciones es la producción de agua para el abastecimiento, partiendo de aguas con salinidad de 38.000 mg/l y rebajándola mediante el proceso de ósmosis inversa a niveles inferiores de 500 mg/l.

✓ Planta desaladora de El Atabal (Málaga)

La planta desaladora de El Tabal produce 165.000 m<sup>3</sup>/día de agua desalada para el abastecimiento de la ciudad de Málaga.

El agua objeto de tratamiento, con salinidad superior a los 6 g/l, proviene de la planta potabilizadora de agua de la ciudad, que se convierte así, en la etapa de



pretratamiento de la instalación desaladora. Mediante un proceso de ósmosis inversa se consigue reducir la salinidad hasta 200mg/l.

La conversión de la instalación es del 80%, y se realiza en dos etapas: la primera trata todo el caudal, mientras que la segunda sólo trata el caudal rechazado por la primera.

Al tratar aguas con contenidos en sal de hasta seis veces menor, el consumo energético en este tipo de plantas es mucho menor comparado con las de agua de mar.

El vertido de la salmuera se efectúa por medio del emisario submarino de la depuradora de aguas residuales existente, consiguiendo así un efecto reductor del impacto ambiental, por diluirlos en ambos canales.

✓ Planta desaladora de agua de mar de Alicante

La planta desaladora de Alicante se construyó para aportar nuevos recursos a la mancomunidad de los Canales de Taibilla y asegurar así el abastecimiento de agua potable a dos millones de habitantes, abarcando más de setenta municipios de las Comunidades Autónomas de Valencia, Murcia y Castilla la Mancha. Al ser una zona con mucho potencial turístico tiene un gran componente estacional.

En una primera fase se ejecutó una instalación con una capacidad de producción de 65.000 m<sup>3</sup>/día. La planta incluye la toma mediante pozos, con un sistema de tratamiento cuyo esquema está basado en una etapa de filtración por arena y otra de filtración por cartuchos y adición de reactivos.

La ósmosis inversa, con un factor de conversión del 45%, incorpora bombas de alta presión con recuperación de energía mediante turbinas Pelton. En la fase de postratamiento se añade cal e hipoclorito sódico.

Con posterioridad se ha visto la necesidad de acometer una ampliación para otros 65.000 m<sup>3</sup>/día mediante una toma de agua basada en un sistema de drenes y tubería de captación en túnel.

El pretratamiento consta de una filtración por arena seguida de una segunda etapa con filtros de cartucho.





La desalinización es por ósmosis inversa con sistema de recuperación de energía mediante intercambiadores de presión de alto rendimiento. El postratamiento se efectúa por recalcificación con filtros de calcita y dosificación de CO<sub>2</sub>.

✓ Planta desaladora de agua de mar de Valdelentisco (Murcia)

El objeto de esta planta es el incremento de los recursos hídricos actualmente disponibles para la mancomunidad de Canales de Taibilla, atendiendo así los actuales déficits de agua que soportan determinadas zonas regables de la región de Murcia, además de garantizar el suministro de abastecimiento.

La capacidad de producción es de 140.000 m<sup>3</sup>/día, ampliables a 200.000 m<sup>3</sup>/día, lo que la convertiría en una de las grandes plantas a nivel mundial.

La desaladora está diseñada con toma abierta, un pretratamiento que incluye filtración dual (arena y antracita), dosificación de reactivos y filtración por cartuchos).

La ósmosis inversa se lleva a cabo con membranas con factor de conversión del 50%, incorporando un sistema de recuperación de energía mediante turbina. El pretratamiento físico incluye una dosificación de hidróxido cálcico y dióxido de carbono.

✓ Planta desaladora de agua de mar de Barcelona

La desaladora de agua de mar de Barcelona tendrá una capacidad de 200.000 m<sup>3</sup>/día. La captación de agua de mar se hará mediante tubería submarina o con tubos drenantes en la zona costera. Por su parte, la salmuera se evacuará mediante el emisario submarino de la depuradora de aguas residuales próxima a las instalaciones de desalinización. Por todo ello, la configuración del pretratamiento depende de los resultados de la planta piloto.

El proceso de ósmosis inversa incluye un sistema de recuperación por cámaras intercambiadoras de presión de gran eficiencia energética.

El postratamiento de remineralización se provee mediante lechos.



✓ Planta desaladora de Torre vieja

La instalación de Torre vieja tendrá una capacidad de producción para 240.000 m<sup>3</sup>/día, ampliable a 320.000 m<sup>3</sup>/día, lo que la convertiría en la mayor desaladora del mundo con tecnología de ósmosis inversa.

El objetivo de la instalación es producir agua desalada para el abastecimiento de población, así como para cubrir el déficit de riego de zonas regables próximas a la planta.

En su diseño se han utilizado innovaciones tecnológicas para la protección de las membranas de ósmosis inversa (filtros sumergidos en la captación, filtración en dos etapas sobre lecho dual, etc.) y para la reducción del consumo energético, con recuperadores de energía por cámaras isobaras.

El vertido de la salmuera se diseña de forma que no suponga ningún tipo de incidencia en la flora y fauna marina.

✓ Planta desaladora de Águilas

La planta desaladora de Águilas-Guadalentín tiene por objetivo suministrar agua para el abastecimiento urbano (municipios de Lorca y Águilas) y garantizar las demandas de riego en la zona de la cuenca del río Segura.

La capacidad de producción es de 180.000 m<sup>3</sup>/día de agua de mar (>40.000 ppm) con toma abierta, que obliga al diseño de una fase de pretratamiento más compleja, con una doble etapa de filtración con adición de reactivos (abiertos y cerrados a presión), seguida de una filtración por cartuchos.

El sistema de ósmosis inversa se proyecta en doble paso, con un factor de conversión del 45% que permite asegurar, no sólo una importante reducción de la salinidad del agua (<400 ppm), sino también el cumplimiento de las exigencias impuestas de cantidad de Boro en el efluente o salida de agua.

El sistema de recuperación de energía incorpora cámaras de intercambio de presión para mejorar la eficiencia energética. El postratamiento incluye lechos de calcita y dosificación de dióxido de carbono.



## 2.2. Estado de la cuestión

En España hay una cantidad muy alta de desaladoras convencionales por los diferentes tipos de desalación, desde por procesos térmicos hasta por electrodiálisis y ósmosis inversa. Es un país pionero tanto en implantación como en desarrollo tecnológico en el sector de la desalinización. Está situado como se ha comentado anteriormente en la quinta posición mundial con más capacidad total instalada ( $\text{m}^3/\text{día}$ ), únicamente por detrás de potencias mundiales como Arabia Saudí, Estados Unidos, Qatar y Kuwait.

Sin embargo muchas de las desaladoras instaladas están hoy en día paradas y en desuso por el alto coste energético que supone ponerlas en marcha y por la mal ubicación de algunas de ellas. Por ello se llega a las siguientes cuestiones que se van a plantear y tratar de dar respuesta a lo largo del proyecto:

- ✓ ¿Qué se está haciendo mal en España para tener tanta capacidad de producción instalada y tan poco producto producido?
- ✓ ¿Qué necesidades de agua necesita hoy en día nuestro país?
- ✓ ¿Qué gasto supone una desaladora convencional en comparación de una desaladora por presión hidrostática?
- ✓ ¿Cuáles son las ventajas de la desaladora vertical?
- ✓ ¿Puede competir una desaladora vertical con una desaladora convencional?
- ✓ ¿Qué tipo de planta de desalación es más rentable?

La desaladora por presión hidrostática es una idea innovadora que puede dar con la solución a todas las preguntas anteriores y a la que varios consejos de gobierno han dado el visto bueno en el pasado.

Por consiguiente durante la realización de este proyecto se comparará la desaladora vertical con las desaladoras actualmente instaladas en España y se tratará de llegar a una solución a



través del análisis tanto técnico, realizando un estudio de la instalación, como de costes y de sensibilidad, dotando a las soluciones de la importantísima visión financiera del proyecto.

De este modo se podrá concluir, obteniendo una certera visión, si los modelos convencionales son los correctos o si se debería invertir en modelos mucho más innovadores como la desaladora vertical, la cual ofrece un abanico de posibilidades aparte de la propia función de desalar agua de mar muy amplio.

### **2.3. Desaladora por presión hidrostática**

Las plantas desaladoras por presión hidrostática (desaladora vertical) son variantes de las plantas de ósmosis inversa, que difieren de éstas últimas en que la presión necesaria para el funcionamiento de las membranas en el efecto de la ósmosis inversa se suministra por presión hidrostática en vez de utilizar bombas de alta presión.

Estas plantas parten de un diseño conceptual del escritor e inventor Alberto Vázquez-Figueroa y no son nada más y nada menos que el resultado de una combinación de técnicas empleadas hoy en día con las que se trata de conseguir el máximo ahorro energético y el mínimo coste económico de uso de la energía en la obtención de agua desalada.

Las configuraciones que puede tomar una planta desaladora vertical son muy variadas, sin embargo en este documento solo se explicarán los siguientes dos tipos:

- ✓ Desaladoras por presión hidrostática en cámara subterránea con la que se pretende minimizar el consumo energético.
- ✓ Desaladoras por presión hidrostática en altura ideadas para conseguir el máximo ahorro económico en el coste energético.

A continuación se describen estos dos tipos de instalaciones.

#### **2.3.1. Desaladora por presión hidrostática en cámara subterránea**



Las diferencias entre este sistema hidrostático y el convencional se resumen en lo siguiente:

- ✓ Se sustituye el bombeo a alta presión (unos 70bar para que el fenómeno de ósmosis inversa se llegue a producir) por una caída en vertical, con una profundidad de pozo que garantice la presión de servicio en la membrana.
- ✓ El caudal de proceso se consigue mediante un grupo de bombas de baja presión (bombeo de captación) que tiene como misión vencer las pérdidas de carga de filtros, equipos de pretratamiento, tuberías y accesorios. Estas bombas van equipadas con variadores de frecuencia para controlar el caudal que va a ser desalado en caso de modificarse la cantidad de membranas o su comportamiento por variación de la temperatura del agua, compactación y ensuciamiento, como el propio ensuciamiento de los filtros del pretratamiento.
- ✓ El agua producto, es decir el agua desalada, se almacena en profundidad y es evacuado a la superficie mediante bombas de alta presión (bombeo de evacuación) que únicamente actúa sobre el caudal total de agua recuperada, el 50% según el rendimiento del proceso de ósmosis inversa. Este sistema funciona independientemente del circuito principal y su misión como se ha dicho anteriormente es subir el 50% del caudal del proceso, representando el consumo energético más importante de la instalación.
- ✓ La salmuera utiliza la presión con la que sale de las membranas (unos 67 bar aproximadamente) para salir de la cámara sin necesidad del uso de bombas de alta presión. Las bombas de captación hacen circular el agua de mar a lo largo de todo el sistema, lo cual ayuda también a la salmuera a subir por el tubo de salida.

De esta instalación es conveniente resaltar los siguientes aspectos:

- a) Los condicionantes geológicos:

Las plantas de presión hidrostática se ven severamente afectadas por requerimientos geotécnicos e hidrogeológicos imprescindibles para la correcta realización de la obra civil necesaria:



- Ausencia de humedades y acuíferos y baja permeabilidad hasta una profundidad mínima de 750 m para galerías subterráneas proyectadas a 650 m.
- Riesgo sísmico muy bajo o inexistente.
- Gradientes de temperatura del terreno en profundidad moderados.
- Estratigrafía adecuada para asegurar la capacidad de sostenimiento de la obra subterránea.

Por tanto es imprescindible que se realicen sondeos de confirmación de la idoneidad del terreno antes de iniciar cualquier otra actividad del proyecto. Esto únicamente se obviaría si ya en la zona de ubicación existen minas o sondeos previos de investigación.

b) Mayor inversión

Estas plantas tienen una inversión superior en tuberías de alta presión y en obra civil a la inversión en una desaladora convencional. Esto podría dar lugar a unos incrementos del coste de capital no amortizables con el menor coste energético, sobre todo en los tiempos actuales de bajo precio de la electricidad y a la nueva regulación del mercado eléctrico en régimen especial, aunque exactamente esa es la finalidad conclusiva del proyecto.

c) Coste de operación y mantenimiento

Se supone que el coste de mantenimiento de las instalaciones de bombeo (alta presión y baja presión) es menor por el hecho de trabajar un menor número de horas, aunque esto se podría ver compensado de forma parcial por el mayor número de arranque y paradas que sufren las bombas.

El resto de costes pueden tener un efecto compensatorio entre el carácter pasivo de la instalación y el coste adicional que supone trabajar en instalaciones subterráneas.

d) Ahorro energético



Este aspecto es muy importante puesto que en él se basa la idea de este tipo de desaladoras. El ahorro energético se justifica por el hecho de que el bombeo en alta presión se efectúa sobre el agua dulce recuperada (50% del caudal captado del mar) en lugar de bombear el 100% como ocurre en las desaladoras convencionales.

e) Flexibilidad en el consumo eléctrico

Ésta es otra de las ventajas de las desaladoras por presión hidrostática ya que al no ser dependientes la producción de agua desalada con el consumo energético para el bombeo de alta presión, se puede bombear en horas de energía eléctrica de menor coste. Aquí se está hablando de poder trabajar en las horas valle de la tarifa eléctrica y de este modo ahorrar aún más en costes energéticos.

Esta flexibilidad unida al ahorro energético comentado anteriormente convierte a las plantas de desalación vertical en números uno a la hora de ahorrar energía, siendo el consumo eléctrico mucho menor que las de sistemas convencionales o incluso menor que las que emplean métodos de recuperación de energía a través de la salmuera.

f) Carácter estático de la instalación

Esto puede ser beneficioso para la vida y rendimiento de las membranas y de la instalación en sí, puesto que se ve sometida a presiones constantes. Sin embargo, da una cierta rigidez al sistema ante posibles ampliaciones o para instalar una segunda etapa de membranas.

g) Menor impacto ambiental

Esto se debe al menor espacio ocupado en la superficie y a que las bombas principales están en cámaras subterráneas. Tanto el impacto paisajístico como la contaminación acústica es menor con la desaladora por presión hidrostática en cámara subterránea.

### **2.3.2. Desaladora por presión hidrostática en altura con central reversible**



Este tipo de instalación está dirigida a capacidades mucho más moderadas que las plantas de desalación por presión hidrostática en cámaras subterráneas y va a ser la planta objeto de estudio durante el resto del proyecto. A través de este tipo de instalación se intenta cubrir los siguientes objetivos:

- ✓ El consumo energético se realiza durante las horas de coste más reducidas.
- ✓ Producción de energía para vender en el mercado eléctrico durante las horas de mayor consumo y por tanto a un precio superior. La generación de energía no produce gases de efecto invernadero.
- ✓ Dilución de la salmuera con agua en una proporción adecuada con el fin de evitar que su descarga al mar produzca efectos nocivos sobre las praderas de posidonia.

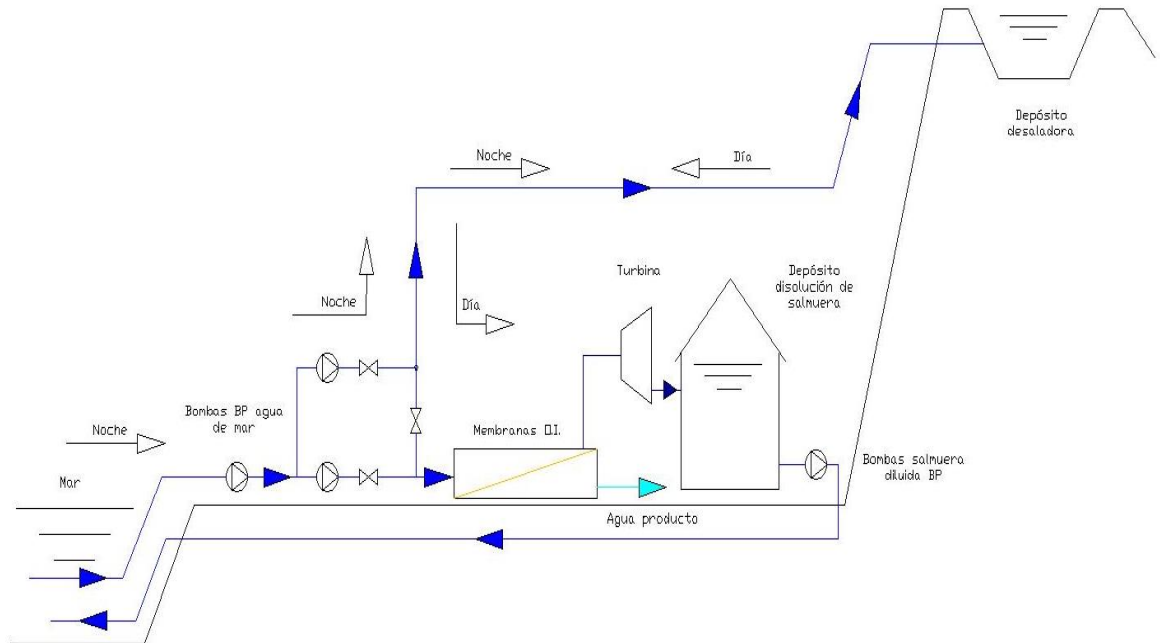
Con estos objetivos y con el fin de lograr un coste de operación del agua lo menor posible e independiente del precio de la electricidad, se plantea a continuación una instalación que podría denominarse también como “Desaladoras reversibles”, en las que se adapta la conocida “Central eléctrica reversible” al mundo de la desalación.

La instalación consta de los siguientes tres sistemas principales:

1) Sistema de desalación en altura

Este sistema consiste básicamente en una planta de ósmosis inversa con un embalse de acumulación a unos 650 metros de altura aproximadamente con una capacidad de almacenamiento variable, dependiendo de la cantidad de agua que va a procesar la instalación (normalmente se habla de una capacidad de almacenamiento del 50% o 66,6% del agua de proceso, que es equivalente a las 12 horas o 8 horas que van a trabajar las bombas de alta presión en la zona tarifaria “valle” del día). La recuperación de la energía de la salmuera se realiza mediante turbogrupos formados por una turbina Pelton y el alternador correspondiente.





**Figura 5: Desaladora vertical**

2) Central de bombeo reversible

Se trata de hacer uso de un porcentaje del agua de proceso que se ha elevado hasta el embalse superior para la generación de energía eléctrica que será vendida al sistema energético español según la nueva legislación, la cual será también objeto de estudio en este proyecto.

3) Sistema de dilución

La idea principal es que la salmuera sea diluida con el porcentaje de agua de mar procesada por la central de bombeo reversible y sea conducida hasta el mar. A través de la dilución previa con el agua de mar se consigue que el retorno de la salmuera sea mucho menos agresivo para el entorno marino y que el impacto que éste pueda sufrir se minimice lo máximo posible.



La filosofía multimodular de esta planta tiene una serie de ventajas, algunas de las cuales quedan enumeradas a continuación:

- ✓ Mejor ajuste de la producción a la demanda del agua.
- ✓ Mayor fiabilidad de la instalación, ya que será muy difícil que una avería paralice la totalidad de la planta.
- ✓ Facilidad para realizar el mantenimiento de la planta sin tener que pararla en su totalidad.
- ✓ Posibilidad de disponer de elementos importantes de reserva, como pueden ser la bomba de baja presión o la de limpieza de filtros, con un menor coste.
- ✓ Aprovechamiento de la carga del agua para efectuar el paso del agua salada por las membranas sin necesidad de contar con bombas de alta presión.
- ✓ Se aprovecha también la presión residual de la salmuera para generar energía.
- ✓ Dilución de la salmuera con el agua de proceso que ha pasado por la central reversible disminuyendo el impacto en las praderas de posidonia marinas.
- ✓ Generación de energía eléctrica a través de la central reversible, disminuyendo el coste energético de la desalación del agua.
- ✓ Durante las épocas estacionales en las que se necesita menos agua, la planta podría trabajar exclusivamente como central reversible con rendimientos energéticos altos.
- ✓ Una instalación eólica podría ser beneficiosa como recurso adicional, puesto que las plantas por presión hidrostática en altura con centrales reversibles van a estar en lugares donde el viento es frecuente.

De la misma manera que la desaladora por presión hidrostática en cámara subterránea, la desaladora por presión hidrostática en altura con central reversible tiene los siguientes aspectos a resaltar:



a) Los condicionantes geológicos

La planta por presión hidrostática en altura con central reversible se ve también afectada por requerimientos geotécnicos e hidrogeológicos. Igual que en la instalación en cámara subterránea, la planta no puede verse afectada por:

- Riesgos sísmicos
- Variación de temperaturas altas en el terreno
- Estratigrafía no adecuada
- Humedades y acuíferos

Hay que tener también en cuenta que este tipo de instalación solo se podría llevar a cabo en lugares cercanos al mar (como podrían ser acantilados) con alturas superiores a los 600 metros. En el arco mediterráneo se han localizado más de veinte cotas de más de 600 metros de altura.

b) Mayor inversión

Igual que la otra planta desaladora, éste tipo de instalación tiene una inversión bastante superior en tuberías de alta presión, pero sobre todo en obra civil. Esto podría aumentar el coste de capital no amortizable con el menor coste energético, pero el sistema ofrece un número muy alto de ventajas frente a las plantas desaladoras convencionales, como por ejemplo que este tipo de plantas nunca quedaría en desuso si la demanda de agua bajara drásticamente.

c) Coste de operación y mantenimiento

De nuevo, igual que la planta por presión hidrostática en cámara subterránea el coste de mantenimiento sería más bajo ya que las bombas (alta presión) trabajarían menos de la mitad de horas que las localizadas en una planta convencional.

Habría que añadir el coste de mantener una planta mucho más grande y con más elementos, lo cual sería compensatorio con el factor anterior.



d) Ahorro energético

El ahorro energético vuelve a ser un punto crucial en las plantas por presión hidrostática en altura con central reversible, que hacen de este tipo de plantas una gran competidora frente a las plantas convencionales. Aparte de consumir energía en las horas valle de la demanda tarifaria del sistema energético español, son creadoras de energía eléctrica a través de la central reversible. Se podría considerar que el agua de mar es desalada a coste cero, energéticamente hablando.

e) Flexibilidad en el consumo eléctrico

A la hora de desalar el agua de mar, las plantas son totalmente independientes del consumo energético al bombear agua a alta presión, puesto que se va a bombear en horas de energía eléctrica de muy bajo coste como se ha dicho anteriormente, con reiteración en las horas valle de la tarifa energética.

Sin embargo la planta es también flexible ante la demanda de agua. Si se diera el caso en el que la demanda de agua (tanto en regadío, como en agua urbana) se redujera drásticamente, la planta nunca quedaría en desuso, convirtiéndose ésta en una planta reversible generadora de electricidad.

f) Carácter estático de la instalación

Como ya se ha explicado, en la desaladora vertical en cámara subterránea el carácter estático de la instalación tiene aspectos positivos y negativos. El rendimiento de las membranas va a ser mucho más alto, pero si se quisiera ampliar la planta sería mucho más complicado.

g) Menor impacto ambiental

El impacto paisajístico y la contaminación acústica es también mucho menor en comparación con las plantas de desalación convencionales, lo que hace de la planta de presión hidrostática en altura con central reversible ser medioambientalmente responsable y sostenible.



## **2.4. Panorama energético**

En las líneas que siguen se va a exponer una memoria justificativa y económica de la propuesta de orden por la que se van a aprobar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

### a) Oportunidad de la propuesta

Durante los últimos años en España se ha producido un fuerte desarrollo altamente significativo de las energías renovables, de cogeneración y de residuos. Este crecimiento ha venido impulsado en buena medida por la existencia de diversos marcos de apoyo que han ido estableciendo sucesivamente incentivos económicos a la producción de electricidad mediante estas tecnologías en los últimos años.

De esta forma, desde el año 1998 hasta el año 2013, los incentivos económicos a las instalaciones de producción de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, han ascendido a más de 50.000 millones de euros, incrementándose en más de un 800% desde el 2005 hasta el año 2012, donde las primas a dichas instalaciones alcanzan hoy en día aproximadamente 9.000 millones de euros.

Gracias al proceso de reforma del sistema eléctrico llevado a cabo en los últimos años se han adoptado una serie de medidas encaminadas a conseguir la estabilidad económica y financiera del sistema eléctrico y evitar la incorporación de nuevos costes, garantizando para estas instalaciones una rentabilidad razonable.

En este sentido, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se van a adoptar medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, articula las bases de un nuevo marco retributivo que permitirá a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, a las de cogeneración y de residuos cubrir los costes necesarios para



competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable.

Así, establece que para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, los costes de explotación estándar necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se instaura un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se determinen.

Asimismo, y dando continuidad a lo dispuesto en el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su redacción originaria, a saber, que los regímenes retributivos que se articulen para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto. El referido real decreto-ley recoge de forma expresa para dar una mayor seguridad jurídica al concepto de rentabilidad razonable, estableciéndolo, en línea con la doctrina jurisprudencial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. Igualmente, en su disposición adicional primera, fija la rentabilidad razonable de las instalaciones de producción con derecho a régimen económico primado.

La disposición final segunda del citado Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, habilita al Gobierno a aprobar un nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado, que será de aplicación desde la entrada en vigor del mencionado real decreto-ley.

Las bases de este nuevo marco retributivo se han recogido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, fundamentalmente en el artículo 14, concretando igualmente, los criterios y la forma de revisión de los parámetros retributivos para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico.



Estos parámetros retributivos se fijarán por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años y podrán revisarse antes del comienzo del período regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el período regulatorio siguiente.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, además determina que legalmente se fijará antes del inicio de cada período regulatorio el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de lo que reste de vida regulatoria, y que en ningún caso podrán revisarse una vez reconocidos, la vida útil regulatoria ni el valor estándar de la inversión inicial de una instalación.

Por otra parte, la ley contempla que cada tres años se revisarán para el resto del período regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.

De este modo los valores de retribución a la operación y a la operación extendida para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible se actualizarán anualmente.

La citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, recoge de esta forma, en su disposición adicional décima, que el primer período regulatorio se iniciará en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y finalizará el 31 de diciembre de 2019 y el valor sobre el que girará la rentabilidad de los proyectos tipo de referencia. Además, y en su disposición final tercera para este primer período regulatorio fija en consonancia con lo ya establecido en la disposición adicional primera del mencionado real decreto-ley, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida regulatoria para las instalaciones que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

En este nuevo marco jurídico y económico regulado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se ha plasmado, en primer lugar, en el Real Decreto XX/2014, de XX de XX, la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que en su artículo 12 determina el procedimiento para otorgar el régimen retributivo específico. En segundo lugar, mediante la aprobación de esta orden, que se aprueben los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.



El Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, establece la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

Este régimen retributivo se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

Las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerarán para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada, a lo largo de su vida útil regulatoria.

Una vez que las instalaciones superen su vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Para determinadas instalaciones se podrá establecer por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, una retribución a la operación extendida, que permita mantener en operación aquellas instalaciones con costes de explotación superiores a los ingresos por la participación en el mercado y que dependan esencialmente del coste de combustible. Además si las instalaciones aun estando dentro de su vida útil regulatoria hubieran alcanzado el nivel de rentabilidad razonable establecido igualmente dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación.





El Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, regula en su artículo 13 que habrá de establecerse, mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, una clasificación de instalaciones tipo, con su código específico, en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.

A cada instalación tipo le corresponderán un conjunto de parámetros retributivos que concreten el régimen retributivo específico y permiten la aplicación del mismo a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo, siendo los más relevantes la retribución a la inversión por unidad de potencia, la retribución a la operación, la retribución a la operación extendida en su caso, el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación en su caso, la vida útil regulatoria, el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento, el número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso, los límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado, y el precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Adicionalmente, son parámetros retributivos relevantes a efectos de calcular los anteriores, de forma enunciativa y no limitativa, los siguientes: el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo y la estimación del ingreso futuro de explotación, la estimación del coste futuro de explotación, la tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable, el coeficiente de ajuste de la instalación tipo, y el valor neto del activo. Entre estos parámetros se fijan la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación que no podrán volver a revisarse.

La asignación a una instalación de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de una instalación tipo determinada a la que se hayan definido sus parámetros retributivos, y su inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, permitirá al titular de la instalación reunir los requisitos necesarios para la percepción de la retribución específica que le corresponda.

Mediante esta orden por tanto, se establecen por un lado, los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en particular, a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida



retribución primada a la entrada en vigor del citado Real decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, reguladas en la disposición adicional segunda del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX, entre ellas, a aquellas instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador reguladas en la disposición adicional tercera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX, y además a aquellas instalaciones cuyas solicitudes de concesión de régimen económico primado presentadas al amparo del marco normativo anterior a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, resultasen favorables en virtud de lo dispuesto disposición transitoria quinta del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX. Asimismo, se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para aquellas instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica que cumplan determinados requisitos previstos en la disposición adicional cuarta del citado real decreto.

Por otro lado, en desarrollo del título IV del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX, y en particular, del artículo 13 se recoge una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad o sistema eléctrico, fijando para cada una de estas instalaciones tipo un código. Además, en esta orden de conformidad con la disposición transitoria primera.1 y 7 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX se determina respectivamente, la fecha en la que quedarán automáticamente inscritas en el registro de régimen retributivo específico las instalaciones que tuvieran régimen económico primado, así como las equivalencias correspondientes entre las nuevas instalaciones tipo que se definan y la clasificación anteriormente vigente, a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable.

Igualmente, se establece la metodología de cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas reguladas en el artículo 4 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, y de acuerdo con el artículo 25 de este real decreto.

Finalmente, y en desarrollo del anexo XVI.4 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, se establece la metodología de aplicación del régimen retributivo para aquellas instalaciones de cogeneración en las cuales el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito de utilización como calor o frío para climatización de edificios.

- b) Estructura y contenido de la propuesta



Esta orden consta de un preámbulo, ocho artículos, cinco disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria, 2 disposiciones finales y ocho anexos.

En el preámbulo se establece la justificación legal y necesidad de la propuesta.

Los dos primeros artículos se destinan al objeto y ámbito de aplicación de la norma. El objeto es fijar la equivalencia entre las categorías grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidos en el citado real decreto. Asimismo, se establece para cada uno de estos últimos las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes, determinando los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.

El ámbito de aplicación se extiende a todas las instalaciones con derecho a régimen retributivo primado a la entrada en vigor del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, así como las definidas en la disposición adicional cuarta del citado real decreto, aquellas instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica, que, no habiendo sido inscritas en el registro de preasignación de retribución, se encuentren en una de las situaciones que se definen en la propia disposición.

El artículo 3 realiza, para las instalaciones con derecho a régimen retributivo primado a la entrada en vigor del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, las equivalencias antes citadas, define las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes. Esta correspondencia, definición y asignación se relacionan en el anexo I.

Asimismo, y para estas instalaciones se fijan los parámetros retributivos que concretan el régimen retributivo específico de las instalaciones tipo aplicables para el primer semiperiodo regulatorio. Estos parámetros se detallan por instalación tipo para 2013 en el anexo II.1 y para los años 2014, 2015 y 2016 en el anexo II.2. En ambos casos, los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos se relacionan en el anexo III.

No se incluyen en estos anexos los valores de la retribución a la operación y de la retribución a la operación extendida correspondientes a los años 2015 y 2016, debido a que tales parámetros se actualizarán con una periodicidad anual, en virtud de lo establecido en el apartado 3 del artículo 20 del Real Decreto XXX/2014, de



XX de XXX, para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de combustible.

Las instalaciones definidas en la disposición adicional segunda.2 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, que no estén incluidas en el ámbito de aplicación establecido en el artículo 2 del mismo, se clasificarán en un grupo denominado disposición transitoria primera (DT1).

De igual modo, en el artículo 4 se definen las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes para las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del citado real decreto. Esta definición de instalaciones tipo y asignación de códigos se relacionan en el anexo IV. Para estas instalaciones se fijan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables para el primer semiperíodo regulatorio (anexo IV.1 para 2013 y IV.2 para el resto del período).

El artículo 5, en su apartado 1 fija la vida útil regulatoria de las instalaciones tipo y en su apartado 2 el valor estándar de la inversión inicial de las mismas (los anexos III.3 y VI.3).

El cálculo de la retribución para las instalaciones con hibridación, tanto la retribución por inversión como la retribución por operación, se define en artículo 6, dependiendo del tipo de hibridación, 1 o 2, y del combustible utilizado, siguiendo los criterios establecidos en el Real Decreto XX/2014, de XX de XX.

Los artículo 7 y 8 establecen la forma de aplicación de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento en lo relativo a las correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año y el número de horas equivalentes de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación y a la operación extendida, respectivamente.

La disposición adicional primera fija los parámetros retributivos aplicables al subgrupo a.1.3. que son aplicables a las instalaciones de cogeneración que utilicen combustibles de los subgrupos a.1.1 o a.1.2 y que no cumplan con los límites de consumo de combustible en los términos establecidos para los citados subgrupos.

En el anexo VII se indican los códigos de las instalaciones tipo del subgrupo a.1.3. cuyos parámetros retributivos resultan aplicables a los subgrupos a.1.1. y a.1.2. cuando no cumplan los límites de consumo establecidos.



La disposición adicional segunda determina la aplicación del régimen retributivo para el aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios.

La disposición adicional tercera dispone de forma aclaratoria que las referencias en esta orden a la autorización de explotación se entenderán realizadas al acta de puesta en marcha o en servicio.

La disposición adicional cuarta concreta los plazos para solicitar la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación de las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto XX/2014, de XX de X.

La disposición adicional quinta habilita al Secretario de Estado de Energía para dictar las disposiciones que resulten necesarias para el desarrollo y aplicación de la orden.

En la disposición transitoria única, se establece el mecanismo de asignación de instalaciones tipo por defecto de conformidad con la disposición transitoria primera.8 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX.

La norma incluye además una disposición derogatoria única genérica.

La disposición final primera versa sobre el título competencial al amparo del cual se dicta esta norma y la disposición final segunda establece que la entrada en vigor será desde el día posterior al de la publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Esta orden se completa con los siguientes ocho anexos.

Anexo I. Equivalencias entre categorías, grupos y subgrupos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y las del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes.

Anexo II. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo para las instalaciones definidas en el apartado 1 del artículo 2.

1. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013.
2. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014, 2015 y 2016.



Anexo III. Hipótesis consideradas en el cálculo de los parámetros retributivos del anexo II.

Anexo IV. Grupos y subgrupos para las instalaciones previstas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes.

Anexo V. Parámetros retributivos aplicables en 2014, 2015 y 2016 para las instalaciones tipo de las instalaciones definidas en el apartado 2 del artículo 2.

Anexo VI. Hipótesis consideradas en el cálculo de los parámetros retributivos del anexo V.

Anexo VII. Correspondencia subgrupos a.1.1. y a.1.2. con el subgrupo a.1.3.

Anexo VIII. Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de los anexos II y V.

c) Consideraciones generales sobre el nuevo régimen retributivo

Para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de aplicación a las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos existentes, se considera como rentabilidad razonable, el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, esto es, el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2003 y el 30 junio 2013, tal y como determina la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la disposición adicional primera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX. Este valor de las Obligaciones del Estado equivale a 4,398 por ciento, que una vez sumados los 300 puntos básicos establecidos en las disposiciones anteriores como diferencial para el primer periodo regulatorio, hacen que el valor de rentabilidad razonable sea de 7,398 por ciento.

Por otro lado, para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de aplicación a las instalaciones que soliciten la concesión del régimen retributivo específico en virtud de disposición adicional cuarta del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, se considera como rentabilidad razonable, el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en



el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, tal y como se determina en la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en relación con la disposición adicional decimocuarta y la disposición adicional primera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX,. Este valor de las Obligaciones del Estado equivale a 4,503 por ciento, que una vez sumados los 300 puntos básicos establecidos en dicha disposición como diferencial para el primer periodo regulatorio, hacen que el valor de rentabilidad razonable sea de 7,503 por ciento.

Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo se han calculado aplicando la metodología establecida en el Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX. Concretamente para las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones incluidas en la disposición adicional segunda, se ha aplicado la metodología del anexo XIII de dicho real decreto y para las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones incluidas en la disposición adicional cuarta se ha aplicado la metodología del anexo VI.

Para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de aplicación a las instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador se ha tenido en consideración lo establecido en la disposición adicional tercera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX y en la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Asimismo, se ha considerado una vida útil regulatoria representativa para cada instalación tipo, en función de la vida de diseño de los equipos principales y considerando que se llevan a cabo las actuaciones de mantenimiento preventivo y correctivo adecuadas. Dicha vida útil permanecerá invariable para cada instalación tipo, según lo establecido en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para la determinación del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo se han tenido en consideración equipos principales nuevos, así como el resto de equipos y sistemas electromecánicos, de regulación y control, equipos de medida y línea de interconexión, incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha, junto con la partida de ingeniería y dirección de obra asociadas, entre otras partidas. La inversión asociada a cada estándar se ha estimado, entre otros, con base en estudios de instalaciones reales, análisis de informes específicos, datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia así como el propio conocimiento y experiencia obtenida como consecuencia de los diversos marcos de apoyo que se han ido estableciendo a la producción de electricidad mediante estas



tecnologías en los últimos años. Dicho valor estándar de la inversión inicial permanecerá invariable para cada instalación tipo hasta el final de la vida útil regulatoria, según lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para el cálculo de los costes de explotación, se han considerado aquellos costes asociados a la generación eléctrica para cada tecnología, necesarios para realizar la actividad de forma eficiente y bien gestionada.

En este sentido, conforme a la jurisprudencia comunitaria se entenderá por empresa eficiente y bien gestionada aquella empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones. El objetivo es garantizar que no se tomen como referencia los elevados costes de una empresa ineficiente.

Asimismo y de conformidad con el artículo 13.3 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, no se han tenido en cuenta los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español ni aquellos que no respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Por otra parte y entre los costes de explotación variables en función de la producción de la instalación tipo se encuentran de forma enunciativa y no limitativa los siguientes: costes de seguros, gastos de administración y otros gastos generales, gastos de representación en el mercado, coste del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, la operación y el mantenimiento (tanto preventivo como correctivo), impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética así como el resto de tributos regulados en dicha ley. En su caso, se han considerado también los consumos de auxiliares (agua, gas, etc.) y los costes de combustible asociados a la operación de la instalación tipo. Para el caso de las instalaciones de cogeneración y tratamiento de residuos se ha considerado además el coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> no obtenidos por asignación gratuita.

Adicionalmente entre los costes fijos de explotación se han tenido en cuenta para cada instalación tipo, entre otros, el coste del alquiler de los terrenos, los gastos asociados a la seguridad de las instalaciones y el impuesto sobre bienes inmuebles de características especiales (BICES).





Para el cálculo de las horas de funcionamiento de cada instalación tipo, se han considerado las horas anuales que han realizado las instalaciones, según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para cada instalación tipo. Partiendo de estos valores, se han establecido consecuentemente el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento y el número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.

Para la estimación del precio de mercado diario e intradiario utilizada en el cálculo de los parámetros retributivos se ha tenido en consideración la evolución pasada del precio en dichos mercados (OMIE), los precios registrados en los mercados de futuros (con base en OMIP), la previsión de oferta y demanda de energía eléctrica, así como otros factores que pudieran influir en la evolución futura del precio de mercado diario e intradiario.

A este precio estimado se han aplicado unos coeficientes de apuntamiento para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada tecnología. Estos coeficientes de apuntamiento se han calculado a partir del precio de mercado previsto para todas las tecnologías publicado por la Comisión Nacional de Energía en el Informe 3/2013 de fecha 12 de febrero de 2013, así como con los precios de mercado previstos por tecnologías para la elaboración de dicho informe.

Esta orden establece los límites anuales superiores e inferiores del precio medio anual del mercado vigentes durante el primer semiperíodo regulatorio, esto es hasta el 31 de diciembre de 2016, para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX. Asimismo se fijan los valores del precio estimado del mercado utilizado durante la restante vida útil regulatoria de las instalaciones tipo definidas a partir de 2016.

Para la determinación de los ingresos obtenidos por las instalaciones hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio se han considerado para cada instalación tipo, los ingresos reales medios publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia en los informes sobre liquidaciones de las primas equivalente, primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción en régimen especial. Estos informes se realizan teniendo en cuenta, entre otros, la información que aportan los propios sujetos afectados por el Sistema de Liquidación de la Comisión Nacional, esto es, de acuerdo con la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación de las primas



equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial: Representantes, o en su caso, titulares de instalación, Empresas o agrupaciones que realizan actividades de distribución, Operador del sistema y gestor de la red de transporte u Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español.

Por consiguiente, todos estos parámetros y estándares que determinan el régimen retributivo específico se han calculado para cubrir aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

En aquellos casos en los que no exista ninguna instalación con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto XXX/2014, XX de XX, no se han asignado códigos e instalaciones tipo.

Asimismo, en aquellos casos en que con la información que obre en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica y en el sistema de liquidaciones, no sea posible determinar la instalación tipo asociada a una instalación, por no constar un parámetro retributivo se le asignará un valor por defecto del referido parámetro, mientras el titular de la instalación no lo complete en un plazo determinado.

d) Impacto económico por grupos y subgrupos tecnológicos

A continuación se indicará las consideraciones particulares realizadas para nuestro grupo y subgrupo tecnológico en cuestión: b.4 y b.5 Centrales hidroeléctricas.

Grupos b.4 y b.5 Centrales hidroeléctricas:

✓ Situación general de la tecnología hidroeléctrica:

España tiene un elevado potencial hidroeléctrico, gran parte del cual ha sido ya desarrollado a lo largo más de un siglo, dando como resultado un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica altamente eficiente. En la actualidad, la tendencia por lo que respecta al desarrollo de



nueva capacidad no es muy dinámica, debido a los obstáculos administrativos y medioambientales existentes, con unos incrementos en la última década de entre 40-50 MW anuales. Aproximadamente, más del 80% de la potencia acumulada total fue instalada antes del año 2005.

A finales de 2013, la potencia acumulada total en España en el área hidroeléctrica (con régimen económico primado) era de 2.070 MW, distribuida en unos 1.410 MW de centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW (grupo b.4) y 660 MW de centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW (grupo b.5).

En total, existen unas 1.000 instalaciones hidroeléctricas con régimen económico primado, de las cuales más del 60% son instalaciones de potencia inferior o igual a 1 MW.

En el año 2012 el área hidroeléctrica ha percibido algo menos de 200 millones de euros en concepto de prima, aunque esta cifra varía sensiblemente en función de la hidráulicidad del año considerado.

✓ Parámetros e hipótesis consideradas:

El nuevo R.D. XXX/2014 ha subdividido el grupo b.4 en dos subgrupos:

- Subgrupo b.4.1. Centrales hidroeléctricas de tipo fluyente, son las centrales cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) han sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.

- Subgrupo b.4.2. Centrales hidroeléctricas de tipo pie de presa u otras, son las centrales hidroeléctricas que han sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

Para los subgrupos b.4.1. y b.4.2. se han definido un total de 52 estándares, 26 para el subgrupo b.4.1. y 26 para el grupo b.4.2., en función del año de autorización de explotación definitiva desde 1994, inclusive y hasta 2016. Para las instalaciones más antiguas a 1994, que permanezcan en servicio



aunque hayan superado el periodo de vida útil regulatoria, se les asigna la instalación tipo del año 1994.

Para el grupo b.5. se han definido 22 estándares, en función del año de autorización de explotación definitiva desde 1998, inclusive y hasta 2016. Para las instalaciones más antiguas a 1998, que permanezcan en servicio aunque hayan superado el periodo de vida útil regulatoria, se les asigna la instalación tipo del año 1998.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar las instalaciones tipo asociadas al aprovechamiento de la energía hidroeléctrica son los siguientes:

- Vida útil regulatoria. Para la determinación de la vida útil regulatoria, se ha considerado un valor de 25 años, como valor representativo de la vida de diseño de los equipos principales y que representan una de las partidas principales de inversión, en coherencia con los sistemas de referencia utilizados hasta la fecha por instituciones nacionales e internacionales y las características de los equipos ofrecidas por los fabricantes.

En la práctica, es previsible que algunas centrales hidroeléctricas pudieran mantener su operación más allá de la vida útil regulatoria considerada, dependiendo del estado de los equipos al final del período, con base en las actuaciones de mantenimiento realizadas. Por tanto, no se extiende el régimen retributivo específico una vez finalizada la vida útil, percibiendo a partir de entonces únicamente el precio de venta de la energía en el mercado.

- Valor estándar de la inversión inicial. Para la determinación de la inversión se han tenido en consideración, para cada año de puesta en funcionamiento, las partidas principales asociadas a la ejecución de la central hidroeléctrica: obra civil, grupos turbogeneradores y auxiliares, sistema eléctrico, control e interconexión, ingeniería de detalle y dirección de obra del proyecto.



- Costes de explotación. Los costes de explotación contemplados han sido: operación y mantenimiento integral de los equipos e instalaciones hidráulicas, seguros, cánones hidráulicos, alquiler de terrenos y de la concesión administrativa de aguas, tasas locales, pago de peajes de acceso desde 2011 (0,5 €/MWh), los costes de representación y de desvíos sobre la producción prevista desde 2008 y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (7% sobre los ingresos totales), así como la tasa hidroeléctrica (2,2% sobre los ingresos totales) establecidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Horas equivalentes de funcionamiento. Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento, se han tenido en cuenta, para cada instalación tipo, las horas anuales medias reales, según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Para su cálculo se han realizado las siguientes consideraciones:
  - Para los años anteriores al 2013, se ha calculado las horas medias reales de funcionamiento para cada grupo de la potencia instalada acumulada en cada año.
  - Para el año 2013 se han utilizado las horas medias reales de funcionamiento hasta julio/2013, estimándose las del período restante con base en la media histórica.
  - A partir de 2014, se calcula la media móvil de las horas de funcionamiento reales de los últimos 15 años, según procedimiento establecido por la Directiva de Energías Renovables.

Se ha considerado que para la subdivisión del grupo b.4 en los subgrupos b.4.1 y b.4.2, las horas de funcionamiento son las mismas, al no disponer de datos históricos de dicho desglose.

- Ingresos obtenidos hasta la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio. Para la determinación de los ingresos



obtenidos por las instalaciones hasta la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, se han considerado para cada instalación tipo, los ingresos reales medios publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia para cada grupo.

- ✓ Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo:

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva. Según el Real Decreto ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir el complemento por energía reactiva.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente el impacto económico difiere para cada instalación concreta, se detallan a continuación dos simulaciones para casos muy diferentes, en los que la incidencia del valor de la inversión (derivada fundamentalmente de la obra civil asociada) provoca una disparidad significativa en el efecto del cambio retributivo, debido fundamentalmente al subdivisión de este grupo en dos cuando anteriormente se consideraba como uno sólo. En todo caso no pretenden ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.

- Una central hidroeléctrica de 2 MW de potencia, incluida en el subgrupo b.4.1., cuyo año de autorización de explotación definitiva sea 2007, que tenga una media anual de 3000 horas equivalentes de funcionamiento, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de aproximadamente 253.680 euros en el anterior régimen retributivo a 294.626 euros de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.



- Una central hidroeléctrica de 5 MW de potencia, incluida en el subgrupo b.4.2., cuyo año de autorización de explotación definitiva sea 2009, que tenga una media anual de 3000 horas equivalentes de funcionamiento, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de aproximadamente 634.200 euros en el anterior régimen retributivo a 374.155 euros de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

## 2.5. Impacto ambiental y social

El estudio de Impacto Ambiental realiza un análisis detallado del medio físico receptor de las obras a proyectar, estableciendo una serie de condicionantes ambientales limitantes a la hora de valorar la afección ambiental de las obras. Los condicionantes se concretan básicamente en: un clima Mediterráneo seco, un medio receptor degradado por la actividad humana, existencia de espacios naturales protegidos de El Palmer, ubicación próxima a la “Sierra de Gádor y Énix”. El lugar reúne los valores naturales más representativos del sur de Almería, tanto por su vegetación (monte bajo mediterráneo) como por las colonias marinas (*Posidonia oceánica*, *Cymodoce nodosa* y *Zostera noiltii*).

Además se podría destacar la presencia de varios hábitats naturales, declarados bajo la Directiva 92/43/CE de Medio Ambiente, de relevancia, que podrían verse afectados por el proyecto, como son:

- ✓ 92DO “Arbustedas, tarayales y espinales ribereños”.
- ✓ 5335 “Fruticedas, retamares y matorrales mediterráneos termófilos: retamares y matorrales de genisteas”.
- ✓ 5334 “Fruticedas, retamares y matorrales mediterráneos termófilos: matorrales y tomillares”.

Estos son unos de los principales condicionantes ambientales del proyecto, debiendo minimizarse en todo momento.

En cuanto a la afección al medio socio-económico y cultural las actuaciones para el proyecto afectan puntual y temporalmente a la red de Vías Pecuarias y a yacimientos arqueológicos por lo que, en cualquier caso, se deben tomar una serie de medidas



preventivas y correctoras para minimizar la afección causada, teniendo en cuenta las recomendaciones establecidas por las Consejerías de Medio Ambiente y de Cultura de la Junta de Andalucía.

Por el otro lado, las conducciones proyectadas pretenden apoyarse en la medida de lo posible en las redes viarias existentes y en las zonas de servidumbre y dominio público de la conducción Benínar-Aguadulce. De esta forma se pretenden minimizar ocupaciones y expropiaciones a realizar, evitando el impacto social que estas obras pueden suponer en un medio tan antropizado como con el que se va a tratar.

Los impactos ambientales identificados de mayor envergadura son los derivados de la ocupación de suelo, la construcción de las balsas de regulación, los posibles excedentes de material producidos en la construcción de los túneles de las conducciones de agua bruta, del vertido de la salmuera, de la producción de fangos en el proceso de desalación en sus pre- y postratamientos y en el nuevo tendido eléctrico (aunque este no va a ser tratado en este estudio).

A continuación se va a tratar de fijar una serie de “Mejoras ambientales” surgidos del estudio ambiental del medio donde se quiere proyectar. Estas mejoras tratan de contribuir a la minimización de los impactos ambientes anteriormente citados, así como a la conservación de los valores ecológicos del medio, en las que hay que destacar:

- ✓ Minimización de la ocupación del suelo: las instalaciones de captación, estación de bombeo, central hidroeléctrica y emisario de vertido se realizan en un mismo espacio mediante caverna en las cercanías de la playa de El Palmer.
- ✓ Movimiento de tierras: con el fin de minimizar el movimiento de tierras se proyecta la balsa de regulación semienterrada, compensando los volúmenes de terraplén y desmonte con la misma tierra excavada. El material sobrante procedente de los túneles de conducción y de las demás obras proyectadas deberían ser trasladados a vertederos autorizados.
- ✓ Protección hidrológica e hidrogeológica del medio: con el fin de evitar cualquier tipo de vertido de agua de mar desde la balsa de regulación, esta debe diseñarse con un resguardo capaz de almacenar una precipitación extraordinaria con periodo de retorno de hasta 1000 años. Además, la balsa debe de ser prevista de impermeabilización mediante relleno de los huecos de los primeros metros, bajo el fondo de la balsa, resistentes al agua marina.





- ✓ Minimización de la afección a espacios naturales protegidos: para proteger de las obras a la “Sierra de Gádor y Énix” se han diseñado conducciones de agua bruta, entre las instalaciones de la planta desaladora y de generación de energía eléctrica y la balsa de regulación, en túnel. Únicamente afectarán los tendidos eléctricos construidos, aunque estos deben de discurrir por el perímetro exterior de dicho espacio natural.
- ✓ Dilución de la salmuera: el volumen de salmuera generado durante el proceso de desalación será diluido previamente con el agua bruta turbinada procedente del aprovechamiento hidroeléctrico. De esta forma se reduce la salinidad en el vertido, llegando a ser esta, gracias a esta innovación, muy próxima a la salinidad del agua de mar. De este modo la dilución en el punto de vertido, previsto en una cota de – 20 metros, se realizará rápidamente favorecido por las corrientes marinas.
- ✓ Tratamiento de los fangos o residuos generados en el proceso de desalación: de los pretratamientos del agua bruta previos al proceso de ósmosis inversa, teniendo en cuenta los sólidos en suspensión, se espera una producción de fangos bastante alta. Con el fin de evitar vertidos de estos sobre la balsa de regulación o incluso sobre el mar, se ha previsto la construcción de un depósito de fangos que serán recogidos y transportados a vertederos autorizados con una frecuencia estimable de una vez cada 14 días.
- ✓ Diseño del vertido: tras el análisis de las corrientes en la costa almeriense de Campo de Dalías, sentido W-E. se realizará la captación de agua a poniente y el vertido de la salmuera diluida a levante, de forma que no se produzca nunca interacción entre ambas actuaciones.
- ✓ Minimización de las expropiaciones y ocupaciones: con el fin de minimizar la repercusión social negativa de las obras derivadas de las ocupaciones y expropiaciones a realizar, se ha diseñado la conducción de distribución del agua producto en la red viaria existente y en la zona de servicio ya expropiada del canal Benínar-Aguadulce.

Se identifican y valoran los impactos ambientales fundamentalmente en la fase de la ejecución de las obras, estableciendo la principal afección sobre el medio la derivada de la ubicación de la balsa de regulación dentro de la “Sierra de Gádor y Énix”. Como medida correctora se ha planteado la restauración de la misma mediante la revegetación de sus taludes.



## UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

---

Finalmente, se establecen una serie de medidas preventivas y correctoras de impacto ambiental para minimizar todas las afecciones causadas por el proyecto. Para el seguimiento ambiental de las obras y la explotación de la desaladora se debe establecer un Plan de Vigilancia Ambiental, donde se concretan los parámetros ambientales y sus límites críticos en función de cada actuación.



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## **Parte 2: Estudio técnico**



### **3. Estudio técnico**

#### **3.1. Estudio de demandas y caudales de cálculo**

##### **3.1.1. Introducción**

A continuación se va a tratar en primer lugar de definir y localizar las demandas actuales y futuras de agua para el abastecimiento del agua de regadío en el Campo de Dalías, lugar donde se quiere establecer la planta de desalación por presión hidrostática en altura con central reversible. En segundo lugar se van a definir los puntos en los que se produce la oferta actual de agua, especificando también la capacidad de producción de las distintas fuentes de suministro.

Los principales recursos hídricos en el Campo de Dalías son:

- ✓ Embalse de Benínar.
- ✓ Aguas subterráneas en Campo de Dalías.
- ✓ Reutilización de aguas residuales.

Para poder evaluar el volumen específico de agua de estos recursos se ha recopilado y manejado diversa información, entre la que se puede destacar la siguiente:

- ✓ Confederación Hidrográfica del Sur.
- ✓ Embalses.net.
- ✓ La recuperación del Acuífero del Campo de Dalías

Las demandas en el Campo de Dalías se centran fundamentalmente en el abastecimiento y en el regadío, también en menor medida se encuentra la demanda de agua en los campos de golf. Sin embargo serán objeto de estudio la demanda en el regadío y la demanda en los campos de golf. Se ha extraído información de las siguientes fuentes:

- ✓ Inventario y caracterización de los regadíos de Andalucía.
- ✓ Agenda del regadío andaluz (Horizonte 2015).



El objetivo final es comparar las demandas y los recursos disponibles en varios años horizonte y proponer un sistema que permita la reducción de las extracciones del acuífero de Dalías, evitando así su sobreexplotación. Los años horizonte proyectados son 2015 y 2025, estableciendo así que no se va a considerar una superficie regable mayor a las existentes y proyectadas.

### **3.1.2. Recursos**

#### **3.1.1.1. Embalse de Benínar**

##### **3.1.1.1.1. Características**

El embalse de Benínar está situado en la cuenca media del río Grande de Adra, en los términos municipales de Darrical y Berja. Se trata de una presa de materiales sueltos de 83 metros de altura, construida en 1982 por la Confederación Hidrográfica del Sur. Tiene una capacidad de embalse de 70 hm<sup>3</sup> y una capacidad útil de 60 hm<sup>3</sup>, volumen comprendido entre las cotas de altura de 320 y 63 metros. Hay que anotar que a partir de los 327 metros se producen importantes filtraciones a través del vaso.

Este embalse se realizó como medida de apoyo para reducir la sobreexplotación de los acuíferos del Campo de Dalías.

##### **3.1.1.1.2. Aportaciones**

Para la obtención de la serie de aportaciones al embalse de Benínar se han consultado diversas fuentes, una de ellas es la “Consejería de Medio Ambiente y Ordenación de la Junta de Andalucía” y la otra es la serie de registros facilitada por la web “embalses.net” que nos ofrece información actualizada sobre el embalse de Benínar.

En la siguiente tabla se recoge la evolución del embalse anualmente desde el 2005 hasta el 2014:



Embalse de Benívar			
Año	Volumen (hm <sup>3</sup> )	Variación (hm <sup>3</sup> )	Porcentaje (%)
2005	12,29		
2006	7,03	-5,26	-42,80%
2007	7,6	0,57	8,11%
2008	9,06	1,46	19,21%
2009	9,28	0,22	2,43%
2010	19,28	10	107,76%
2011	23,58	4,3	22,30%
2012	12,33	-11,25	-47,71%
2013	15,27	2,94	23,84%
2014	8,57	-6,7	-43,88%

Tabla 1: Variación del volumen del embalse de Benívar

La serie presenta un valor máximo de aportación de 10 hm<sup>3</sup> y un valor mínimo 0.22 hm<sup>3</sup>, aunque en los años 2006, 2012 y 2014 la variación ha sido negativa.

Hay que comentar también que las aportaciones varían dependiendo de los meses, habiendo aportaciones máximas durante los meses de enero, febrero y marzo que han podido llegar hasta los 5 hm<sup>3</sup>; y mínimas en julio, agosto y septiembre con aportaciones que apenas han superado 1 hm<sup>3</sup>.

### 3.1.1.1.3. Demandas

La demanda fija considerada es normalmente el caudal ecológico. Este es establecido entre un 50% y 65% de la capacidad del embalse. Para el cálculo se cogerá el valor menor para ser más restrictivos.

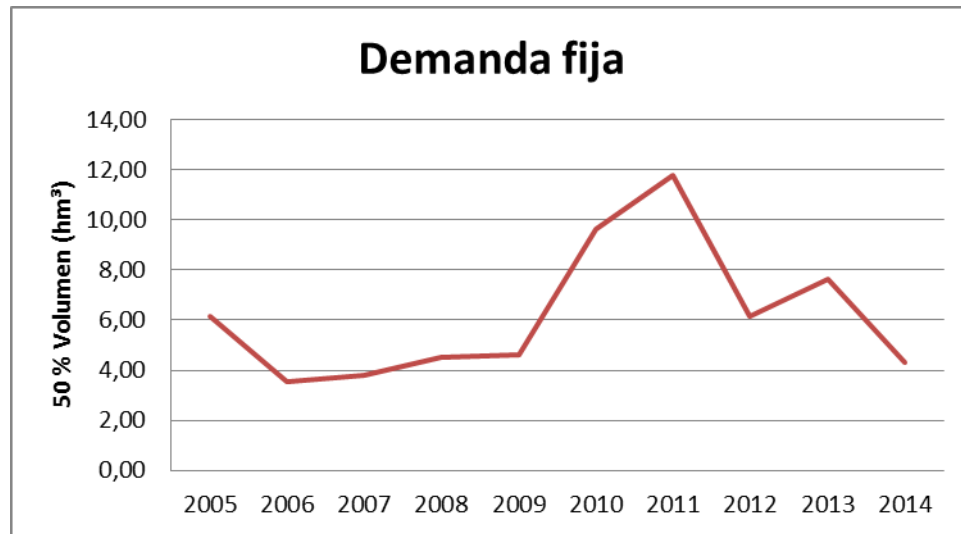


Figura 6: Figura de la demanda del embalse de Benínar

El valor medio de la demanda fija que el embalse de Benínar ha podido soportar durante los últimos diez años es de  $6,21 \text{ hm}^3/\text{año}$ . Sin embargo teniendo en cuenta demandas variables, el valor es un bastante más alto. Se estima que el embalse de Benínar puede aportar más de  $10 \text{ hm}^3/\text{año}$  a la consumición en los regadíos.

#### 3.1.1.1.4. Calidad del agua

El agua de Benínar presenta buenas características para abastecimiento aunque con una cierta problemática de transporte en suspensión, provocada por altas tasas de erosión de la cuenca vertiente y de los valores de temperatura que superan los límites en los meses de verano.

Sin embargo el agua de Benínar tiene baja conductividad y necesita tratamiento o mezcla con aguas más salinas para poder servir como agua de regadío, ya que los terrenos requieren conductividades mayores, entorno a los  $1000\text{-}1200 \mu\text{S}/\text{cm}$ .



### 3.1.1.2. Aguas subterráneas en Campo de Dalías

#### 3.1.1.2.1. Características

El Campo de Dalías es desde el punto de vista hidrogeológico una cuenca endorreica carente de cursos fluviales permanentes, sin embargo dominante en la zona de llanura de la Sierra de Gádor de acuíferos.

El sistema de acuíferos es la fuente principal de agua en el Poniente Almeriense, tanto para riego, principal factor de consumo, como para abastecimiento. El acuífero está formado por seis subacuíferos: En el sector occidental, el Acuífero Interior Occidental (A.I.O) y el Acuífero de la Escama de Balsanueva (A.E.B.N), en el sector central el Acuífero Superior Central (A.S.C), y en la mitad nororiental de la zona se localizan los acuíferos Interior Nordeste (A.I.N), Intermedio Noreste (A.It.N o A.M.N) y Superior Nordeste (A.S.N).

La explotación agrícola del Campo de Dalías comienza en el año 1941 cuando el Instituto Nacional de Colonización (I.N.C) declara parte de la comarca Zona de Interés Nacional. Esta política de extensión de los regadíos y los cultivos bajo plásticos ha tenido su incidencia en la evolución de la explotación de los acuíferos, tanto en volumen como en situación. A consecuencia de esta sobreexplotación se han iniciado procesos de intrusión marina en algunas áreas de los extremos occidental y oriental del Campo de Dalías.

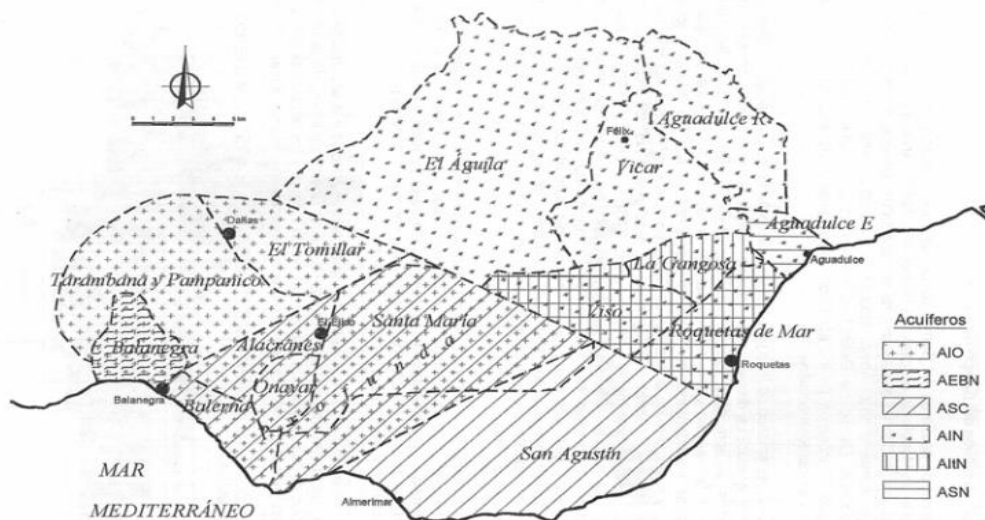


Figura 7: Acuíferos en Campo de Dalías



### 3.1.1.2.2. Demandas

Esta evolución de bombeo de agua del acuífero se recoge en el siguiente gráfico extraído del “Plan de Ordenación del Campo de Dalías”.

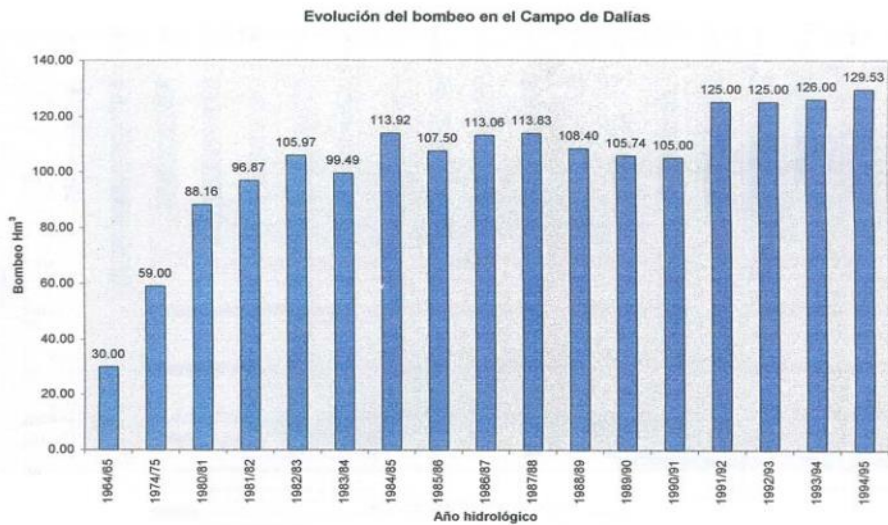


Figura 8: Evolución del bombeo de agua de acuífero en Campo de Dalías

El déficit de agua en el Campo de Dalías se estimó del orden de  $62 \text{ hm}^3/\text{año}$  a causa de su sobreexplotación.

También se puede concluir que la recarga está cifrada en  $75 \text{ hm}^3/\text{año}$  que provienen de la infiltración, infiltración por escorrentía y los retornos del riego. Este es el valor que el acuífero puede hacer frente, disminuyendo así en gran medida las grandes cantidades de agua bombeadas durante el pasado.



### **3.1.1.2.3. Calidad**

La calidad de agua en los acuíferos del Campo de Dalías AIO y AIN, salvo en las zonas afectadas por la intrusión marina, es adecuada para riego y abastecimiento. En cambio se contempla que la salinidad es en general muy elevada en ASC, presentando problemas de calidad tanto para riego como para abastecimiento.

Otro aspecto muy importante a tener en cuenta es la intrusión marina, ya que la mayor parte de la superficie de los acuíferos AIO y AIN están por debajo del nivel del mar en una cota de -10 metros.

En el estudio “Seguimiento y Revisión del Plan Hidrológico del Sur (2001)” se expone que tras los análisis realizados, los parámetros se encuentran dentro de los límites establecidos para aguas de abastecimiento y regadío.

### **3.1.1.3. Reutilización de aguas residuales**

#### **3.1.1.3.1. Características**

Otra fuente de recursos que proporciona agua y que permite reducir las extracciones del acuífero de Dalías es la reutilización de aguas procedentes de EDARs.

En el poniente almeriense existen 9 EDARs, aunque no todas son consideradas para la reutilización de sus efluentes. Serán las seis de mayor tamaño, con procesos de mayor rendimiento y las más próximas a las áreas agrícolas las escogidas. En base a los criterios anteriores no se han considerado adecuadas las EDARs de Feliz, Énix y Castala.



### 3.1.1.3.2. Demandas

Para poder estimar los caudales disponibles de las seis EDAR escogidas y la superficie regable correspondiente, se consideran los datos que sirvieron de referencia para su diseño. Se estiman los siguientes valores:

EDAR	Volumen anual de diseño (m <sup>3</sup> /año)	Volumen disponible estimado (m <sup>3</sup> /año)	Área agrícola a regar (ha)
Roquetas de Mar	10.111.036	7.077.725	1.058
El Ejido	4.547.608	3.183.325	430
Adra	2.285.600	1.599.920	266
Balerna	658.162	658.162	109
Berja	622.200	622.200	104
Dalias	321.200	321.200	53
<b>TOTAL</b>	<b>18.545.806</b>	<b>13.462.532</b>	<b>2.020</b>

Tabla 2: Caudales de las EDAR y la superficie regable

Por tanto el recurso de la reutilización de aguas residuales puede llegar a alcanzar un volumen máximo de 18,55 hm<sup>3</sup>/año, que corresponde al valor diseñado, mientras que el volumen disponible estimado sería de 13,46 hm<sup>3</sup>/año.

### 3.1.3. Demandas

#### 3.1.3.1. Introducción

Las demandas que se analizan son las correspondientes a la demanda agraria y la demanda de los campos de golf que existen en la zona de estudio. Ambas demandas son las más significantes, siendo la demanda urbana bastante menor que éstas, lo cual despreciamos al estudiar la zona.



### 3.1.3.2. Regadío

#### 3.1.3.2.1. Introducción

Para la determinación de las superficies de riego y obtener la demanda de riego en el Campo de Dalías se han consultado diversas fuentes entre las que se pueden citar:

- ✓ Plan Nacional de Regadíos.
- ✓ Agenda del regadío andaluz (Horizonte 2015).
- ✓ Web de la Junta de Andalucía
- ✓ Plan de Ordenación del Campo de Dalías

Sin embargo, no se han encontrado datos más allá de 2001 por lo que se han hecho suposiciones básicas para determinar a qué demandas se debe enfrentar la desaladora diseñada.

#### 3.1.3.2.2. Riegos en Campo de Dalías

El “Plan de Ordenación del Campo de Dalías (2001)” recoge información sobre regadíos, en el que establece que los regadíos del Campo de Dalías están formadas por 112 comunidades de regantes que superan las 17.000 ha, exactamente son 17.212,5 ha, con unas extracciones superiores a los 100 hm<sup>3</sup>/año, lo que supone una dotación de 6200 m<sup>3</sup>/ha/año.



La evolución de la superficie regable se muestra en la siguiente gráfica:

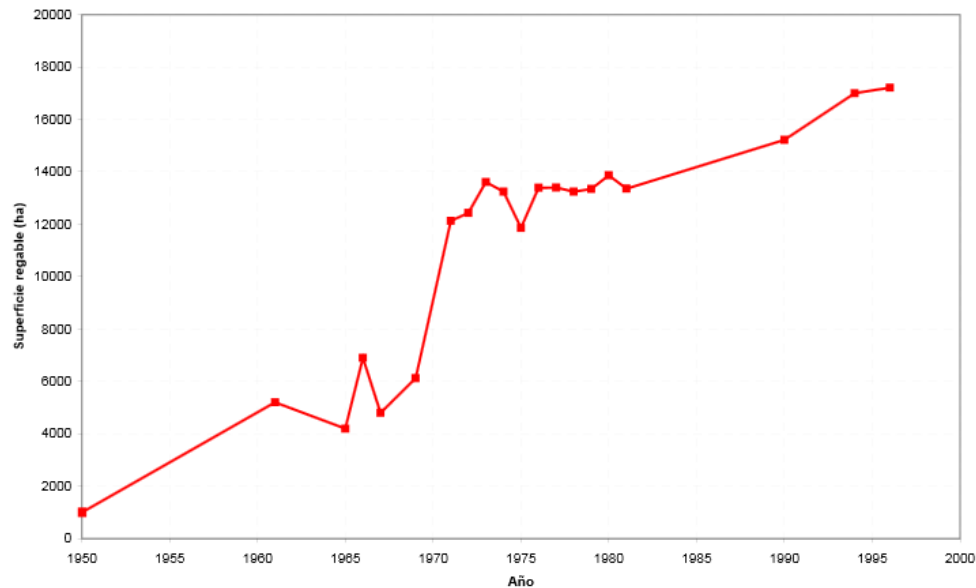


Figura 9: Evolución de la superficie regable en Campo de Dalías

Las superficies regadas por término municipal son las siguientes:

TÉRMINO MUNICIPAL	SUPERFICIE REGADA (ha)	SUPERFICIE CC.RR (ha)	SUPERFICIE RIEGOS INDIVIDUALES (ha)
Berja	2484	1584	900
Dalías	1010	830	180
Énix	261	261	-
Félix	70	70	-
Roquetas	2122	2102	20
Vícar	1995	1960	35
El Ejido	9983	8785	1198
La mojonera	1485	1485	-
<b>TOTAL</b>	<b>19.410</b>	<b>17.077</b>	<b>2333</b>

Tabla 3: Superficies regadas por municipio



La siguiente tabla y gráfico muestran la evolución entre los años 1995 y 2000 según los datos que incluye la Administración autonómica de Información Multiterritorial de Andalucía (SIMA):

TÉRMINO MUNICIPAL	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Berja	2222	2296	2273	2319	2326	2439
Dalías	425	509	467	467	469	482
Énix	17	17	19	26	31	31
Félix	18	13	18	19	18	18
Roquetas	1877	2341	2293	2379	2445	2490
Vícar	1736	1738	1748	1770	1732	1377
El Ejido	9960	10.098	10.198	10.686	11.094	11.511
La mojonera	1562	1562	1565	1566	1386	1623
<b>TOTAL</b>	<b>17.817</b>	<b>18.574</b>	<b>18.581</b>	<b>19.232</b>	<b>19.501</b>	<b>19.971</b>

Tabla 4: Evolución de la superficie regable en cada municipio

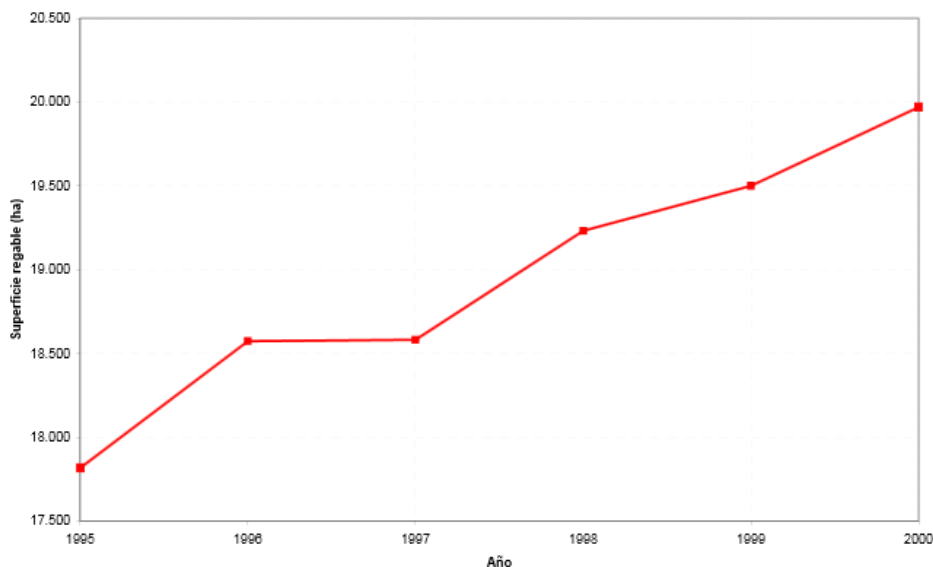


Figura 10: Evolución 1995-2000 de la superficie regable Campo de Dalías



En el “Seguimiento y revisión del Plan Hidrológico del Sur” se ha dividido el área de riego de Poniente en cinco subáreas: Campo de Dalías, riegos del municipio de Dalías, Bajo Adra, río Chico Berja y riegos Énix y Félix, debido a la heterogeneidad de cada ámbito. Para determinar las necesidades de riego actuales y las horizontes 2015 y 2025.

NOMBRE	SUPERFICIE REGADA (ha)	SUPERFICIE DEMANDANTE (ha)
Poniente (Campo de Dalías)	15.715	15.715
Poniente (Riego de Dalías)	509	509
Poniente (Énix y Félix)	33	331
Poniente (Bajo Adra)	2000	2000
Poniente (Río Chica-Berja)	2270	2270
<b>TOTAL PONIENTE</b>	<b>20.825</b>	<b>20.825</b>

Tabla 5: Superficie regada y demandada

### 3.1.3.2.3. Necesidades de riego actuales

Las necesidades de riego actuales según el “Plan Hidrológico del Sur” son las siguientes:

NOMBRE	SUPERFICIE REGADA (ha)	SUPERFICIE DEMANDANTE (ha)	DOTACIÓN NETA (m³/ha)	DEMANDA NETA (HM³/AÑO)	NECESIDADES BRUTAS (m³/ha)	DEMANDA BRUTA (hm³/año)	CONSUMO BRUTO (m³/ha)	CONSUMO BRUTO (hm³/año)	INFRADOTACIÓN (hm³)	EXCEDENTE TEÓRICO (hm³)
Poniente (Campo de Dalías)	15.715	15.715	6069	95,37	7003	110,05	6000	94,29	15,76	0
Poniente (Riego de Dalías)	509	509	4485	2,28	8000	4,07	8000	4,07	0	0,96
Poniente (Énix y Félix)	33	331	3776	1,25	4882	1,62	1811	0,6	1,02	0
Poniente (Bajo Adra)	2000	2000	5447	10,89	7500	15	7500	15	0	1,07
Poniente (Río Chica-Berja)	2270	2270	4265	9,68	5740	13,03	5740	13,03	0	0
<b>TOTAL PONIENTE</b>	<b>20.825</b>	<b>20.825</b>		<b>119,47</b>		<b>143,77</b>		<b>126,99</b>	<b>16,78</b>	<b>2,03</b>

Tabla 6: Necesidades de riego en Campo de Dalías





### 3.1.3.2.4. Necesidades de riego futuras

Para establecer las demandas futuras es necesario definir las superficies previstas de riego, teniendo en cuenta posibles ampliaciones o abandonos de campos. Además es necesario estimar que habrá consecuencias de actuaciones de modernización, mejora o consolidación de la situación actual.

En el “Seguimiento y revisión del Plan Hidrológico del Sur” no se consideran variaciones de superficie en el futuro ya que las zonas actualmente más dinámicas están infradotadas y los recursos de los que obtienen el agua esta sobreexplotados.

Para el Campo de Dalías se va a adoptar una demanda de 6700 m<sup>3</sup>/ha en vez de 7000 m<sup>3</sup>/ha en el primer horizonte previsto (2015).

La finalización de las mejoras en el Bajo Adra se prevén para el primer horizonte previsto (2015) mientras que las previstas en los riegos de Dalías se realiza a ritmo constante entre el primer y segundo horizonte (2015 y 2025). En el caso de la disminución de los riegos de Énix y Félix se reduce a causa de la incorporación de recursos de reutilización. Se han tomado también disminuciones, ya que las infraestructuras del agua están siendo constantemente remodeladas para aumentar el rendimiento y luchar contra las pérdidas ineficaces.

En la siguiente tabla se resume las previsiones:

NOMBRE	ACTUAL			PREVISIONES AÑO 2015			PREVISIONES AÑO 2025 Y FUTURO		
	SUPERFICIE DEMANDA NTE (ha)	DOTACIÓN UNITARIA (m <sup>3</sup> /ha)	DEMANDA BRUTA (hm <sup>3</sup> )	SUPERFICIE DEMANDA NTE (ha)	DOTACIÓN UNITARIA (m <sup>3</sup> /ha)	DEMANDA BRUTA (hm <sup>3</sup> )	SUPERFICIE DEMANDA NTE (ha)	DOTACIÓN UNITARIA (m <sup>3</sup> /ha)	DEMANDA BRUTA (hm <sup>3</sup> )
Poniente (Campo de Dalías)	15.715	7003	110,05	15.715	6700	105,29	15.715	6700	105,29
Poniente (Riego de Dalías)	509	8000	4,07	509	7156	3,64	509	6124	3,12
Poniente (Énix y Félix)	33	4882	1,62	33	4750	1,57	33	4750	1,57
Poniente (Bajo Adra)	2000	7500	15	2000	6964	13,93	2000	6964	13,93
Poniente (Río Chica-Berja)	2270	5740	13,03	2270	5740	13,03	2270	5740	13,03
<b>TOTAL PONIENTE</b>			143,77			137,46			136,94

**Tabla 7: Necesidades de riego futuras en Campo de Dalías**

Se puede concluir que en la actualidad se estima una demanda de 143,77 hm<sup>3</sup>/año, que se verá reducida a medida que los regadíos mejoren su eficiencia en un 4,4% en el año 2015 previendo un consumo de riego de 137,45 hm<sup>3</sup>. Las mejoras diseñadas para los riegos de



Dalías permitirá que dicha demanda disminuya hasta los 136,94 hm<sup>3</sup> en el horizonte de 2025 y años siguientes, un 4.8% menos de gasto de agua que la cifra actual.

### 3.1.3.2.5. Usos deportivos

En Campo de Dalías existen tres campos de golf cuya situación, año de puesta en servicio, número de hoyos y superficie se recogen en la siguiente tabla:

<b>CAMPO DE GOLF</b>	<b>TÉRMINO MUNICIPAL</b>	<b>SUPERFICIE (ha)</b>	<b>DOTACIÓN (m<sup>3</sup>/ha año)</b>	<b>CONSUMO (hm<sup>3</sup>/año)</b>
<b>Playa Serena</b>	Roquetas	30	9000	0,27
<b>La Envía</b>	Vícar	-	-	0,22
<b>Almerimar</b>	El Ejido	35	10.300	0,36
<b>TOTAL</b>				<b>0,85</b>

Tabla 8: Necesidades de riego de los campos de golf en Campo de Dalías

Según información recopilada de “Proyecto de Conducciones de recursos utilizados en el Campo de Dalías (2003)” la dotación de agua para el campo de golf de Playa Serena sería de 9000 m<sup>3</sup>/ha año y el de Almerimar de 10.300 m<sup>3</sup>/ha año. No hay datos sobre el campo de La Envía.

Las previsiones del “Seguimiento y revisión del Plan Hidrológico de la Cuenca del Sur” establece la demanda de la siguiente forma, estimando la demanda por hoyo teniendo en cuenta los valores medios de precipitación y evapotranspiración potencial sobre el área en el que se localiza el campo, y utilizando como apoyo los consumos registrados en varios campos de los que se ha dispuesto dicha información, siendo uno de ellos el campo de Playa Serena en el que el consumo por hoyo en 2001 fue de 25.695 m<sup>3</sup>/hoyo.



CAMPO DE GOLF	TÉRMINO MUNICIPAL	CONSUMO POR HOYO (m <sup>3</sup> )	CONSUMO TOTAL BRUTO (m <sup>3</sup> )	CONSUMO TOTAL ADOPTADO (hm <sup>3</sup> /año)
Playa Serena	Roquetas	26.000	468.000	0,47
La Envía	Vícar	26.000	520.000	0,52
Almerimar	El Ejido	26.000	468.000	0,47
<b>TOTAL</b>				<b>1,46</b>

Tabla 9: Consumos de los campos de golf

Siendo el consumo total estimado para los campos de golf y por lo tanto para el agua en uso deportivo de 1,46 hm/año.

### 3.1.4. Balance de recursos frente a demandas

#### 3.1.4.1. Recursos

##### 3.1.4.1.1. Superficiales

Los recursos superficiales se localizan en el embalse de Benínar. De acuerdo con la documentación consultada y el análisis de regulación del embalse los recursos superficiales disponibles son:

- ✓ Embalse de Benínar: El volumen promedio de los suministrados entre los años 2005 y 2014 se sitúa en torno a las 7 hm<sup>3</sup>/año, pero de acuerdo con el análisis de regulación anterior, puede llegar a suministrar 10 hm<sup>3</sup>/año, garantizando en el suministro los requisitos del pH.

RECURSOS SUPERFICIAL	VOLUMEN DISPONIBLE (hm <sup>3</sup> )
Regulado	10

Tabla 10: Recursos disponibles del embalse de Benínar



### 3.1.4.1.2. Subterráneos

Los recursos disponibles en el Campo de Dalías se cifran en 75 hm<sup>3</sup>/año y corresponden a captaciones subterráneas del acuífero.

RECURSOS SUBTERRÁNEO	VOLUMEN DISPONIBLE (hm <sup>3</sup> )
Acuífero	75

Tabla 11: Recursos disponibles de los acuíferos de Campo de Dalías

### 3.1.4.2. Demandas

Las demandas de agua en el Campo de Dalías son fundamentalmente para abastecimiento, riego y en la actualidad para usos recreativos como son los campos de golf. Se tendrán en cuenta en este estudio las demandas para el regadío y los campos de golf, no teniendo que dimensionar posteriormente un post-tratamiento del agua para poder llegar a ofrecer agua para abastecimiento.

La demanda de agua para riego da lugar a una reducción del volumen demandado como se ha estudiado anteriormente. Esto es, porque en primer lugar no se prevé aumentar la superficie de riego en el Campo de Dalías y en segundo lugar porque la mejora y modernización provocará disminuciones en las dotaciones. Serán objeto de estudio las dotaciones al Campo de Dalías, al riego de Dalías y a las zonas de Énix y Félix.

ZONA	DEMANDA PARA REGADÍO (hm <sup>3</sup> /año)			
	SUPERFICIE (ha)	ACTUAL	AÑO 2015	AÑO 2025
Campo de Dalías	15.715	110,05	105,29	105,29
Riego de Dalías	509	4,07	3,64	3,12
Énix y Félix	331	1,62	1,57	1,57
TOTAL	16.555	115,74	110,50	109,98

Tabla 12: Demandas para regadío en Campo de Dalías actuales y a futuro

La demanda de los campos de golf se ha previsto en 1,46 hm<sup>3</sup>/año y permanece constante durante todo el tiempo de análisis.



### 3.1.4.3. Balance

A la vista de las previsiones claro está que se puede observar un déficit en los recursos y que estos no satisfacen las demandas previstas como se indica en la siguiente tabla ( $\text{hm}^3/\text{año}$ ):

ZONAS	RECURSOS DISPONIBLES	AÑO ACTUAL		AÑO 2015		AÑO 2025	
		DEMANDAS	DÉFICIT	DEMANDAS	DÉFICIT	DEMANDAS	DÉFICIT
Campo de Dalías	85	117,2	-32,2	111,96	-26,96	111,44	-26,44

Tabla 13: Déficit de los recursos para satisfacer las demandas en Campo de Dalías

Finalmente no se tienen en cuenta las EDARs como recursos disponibles, para el dimensionamiento de la planta, sin embargo siempre será un recurso para Campo de Dalías.

### 3.1.5. Dimensionamiento de la IDAM

Los recursos actuales existentes en el Campo de Dalías son insuficientes para satisfacer las demandas actuales. Por tanto es necesaria la búsqueda de fuentes alternativas de suministro de agua. La única fuente, aparte de la reutilización de aguas residuales para regadío, es la desalación de agua de mar.

Habiendo analizado la red de abastecimiento y riego de los municipios del Campo de Dalías se establece la posible conexión de prácticamente todo el sistema. Se prevén diversas conexiones a las balsas y redes de las principales comunidades de regantes, como son la de Sol y Arena y la de Sol Poniente y la comunidad de Sierra de Gádor.

En consecuencia y de acuerdo a los datos recogidos en la tabla anterior se considera efectivo el diseño de una instalación de desalación de agua de mar (IDAM) con un volumen máximo a trata de  $30 \text{ hm}^3/\text{año}$ , con el fin de paliar el déficit de la demanda de agua existente. El diseño contará con una futura ampliación de otros  $10 \text{ hm}^3/\text{año}$ , lo que dotaría a la planta de  $40 \text{ hm}^3/\text{año}$ .



### 3.1.5. Caudales de diseño

#### 3.1.5.1. Introducción

El cálculo del caudal de diseño, para estar del lado de la seguridad, se supone para la red de distribución que suministrará todo el volumen, con objeto final de poder calcular la tubería seleccionando la envolvente de diámetros.

#### 3.1.5.2. Red de distribución

Con las estimaciones anteriores se ha estimado los caudales demandados por cada comunidad de regantes:

ZONA DE RIEGO	CONSUMO PREVISTO (hm <sup>3</sup> /año)	REPARTO (%)	VOLUMEN ANUAL DISEÑADO (hm <sup>3</sup> /año)	CAUDAL DISEÑO (m <sup>3</sup> /s)
Sierra de Gádor	16,5	55	16,5	0,523
Sol Poniente	2,85	9,5	2,85	0,09
Sol Arena	10,65	35,5	10,65	0,337
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>100</b>	<b>30</b>	<b>0,95</b>

Tabla 14: Caudales demandados por cada comunidad de regantes

### 3.2. Cálculos justificativos de la central y la estación de bombeo

#### 3.2.1. Introducción

A continuación se va a describir las obras hidráulicas que se deben ejecutar para el desarrollo del proyecto.

La infraestructura va a contar con los siguientes elementos:



- ✓ Obra de captación y estación de bombeo de agua de mar.
- ✓ Túnel de impulsión entre la estación de bombeo de agua de mar y la balsa de regulación.
- ✓ Balsa de regulación.
- ✓ Túnel hidráulico de presión entre la balsa y la central hidroeléctrica.
- ✓ Túnel hidráulico de presión entre la balsa y la planta desaladora.
- ✓ Central hidroeléctrica.

En los siguientes puntos se describirá cada uno de estos elementos. Primeramente se justificarán las bases de partida en el diseño de la central hidroeléctrica puesto que sus características condicionan al diseño del resto.

En el siguiente esquema se muestra las diferentes partes de la instalación:

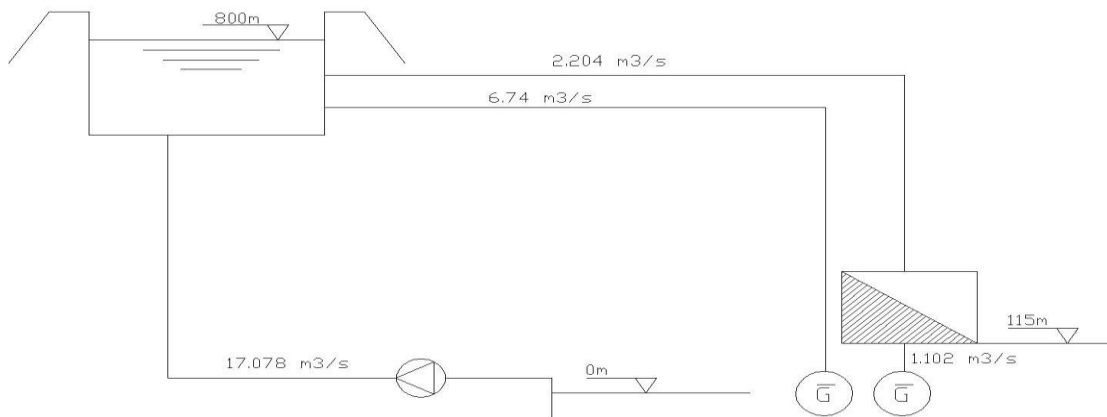


Figura 11: Esquema general de la planta de desalación



### **3.2.2. Bases de partida**

De acuerdo con lo que se va a establecer más adelante, se va a diseñar una central hidroeléctrica de 50 MW de potencia instalada. El aprovechamiento se fundamenta en el análisis de las posibilidades que ofrece la nueva legislación en materia de tarificación eléctrica.

La potencia instalada va a ser de 50 MW, como se ha dicho anteriormente, y no hay ninguna restricción vigente en cuanto a la producción en tiempo de energía.

Se diseñará un aprovechamiento con las siguientes hipótesis:

- ✓ La producción podrá realizarse de forma continua durante 24 horas.
- ✓ Se ha supuesto que la central funciona a pleno rendimiento durante 315 días del año, lo que supone 45 semanas completas del año.
- ✓ La central se va a cargar a partir del agua elevada a una balsa entre las cotas de más de 780 metros.
- ✓ Se aprovecha la carga del agua para efectuar el paso del agua salada por las membranas sin necesidad de contar con bombas de alta presión y se aprovechará la presión residual de la salmuera para generar energía, disminuyendo así el coste energético del agua desalada.

### **3.2.3. Estación de bombeo**

#### **3.2.3.1. Introducción**

La estación de bombeo se podría ubicar en una caverna subterránea que se situaría bajo la planta desaladora a unos 115 metros de profundidad aproximadamente.

En esta misma caverna se podría ubicar también las instalaciones propias de la central hidroeléctrica.

#### **3.2.3.2. Caudal de toma**





El caudal de toma es el necesario para poder producir 30 hm<sup>3</sup>/año de agua desalada junto con el necesario para poder mantener una potencia instalada en producción energética de 50 MW.

Se ha supuesto que de las 2920 horas correspondientes al período valle, siendo este de las 8 horas de más baja demanda eléctrica, se bombea en 8 horas los días laborables y en 24 horas los fines de semana. Por otra parte se ha decidido que se va a producir energía durante 45 semanas o lo que es lo mismo durante 315 días. Con este reparto se aprovechan en el bombeo 3960 horas al año, siendo 1800 en horas valle y 2160 en fines de semana.

Por lo tanto se podría optimizar a una regulación semanal, de forma que en 88 horas a la semana se debe impulsar el agua necesaria para la desalación, junto al agua necesaria para poder turbinar en continuo 50 MW de potencia instalada.

Producción en desalación (hm <sup>3</sup> /año)	30
Conversión en la desalación (%)	50
Días de funcionamiento	315
Volumen anual captado (hm <sup>3</sup> /año)	60
Volumen semanal captado (m <sup>3</sup> /semana)	1.333.333
Horas de bombeo semanales	88
Q de impulsión (m <sup>3</sup> /h)	15.151,51
Q de impulsión (m <sup>3</sup> /s)	4,208

Tabla 15: Caudales de impulsión de la desaladora

Para definir el caudal necesario para poder producir energía en continuo (durante 24 horas y siete días a la semana), con una potencia instalada de 50 MW, se ha tenido en cuenta la energía remanente en el rechazo procedente del agua salada por los bastidores de ósmosis. Se han considerado los siguientes valores de diseño:

- ✓ Presión necesaria del agua a la entrada de las membranas es de 680 metros columna de agua.
- ✓ Presión a la salida de la salmuera: 450 metros columna de agua (se estima este valor con todos los volúmenes de los bastidores reunidos).



También hay que tener en cuenta, además de la presión remanente en la salmuera, la carga hidráulica existente entre la cota de implantación de los bastidores de ósmosis y la central hidroeléctrica.

Se considera que se captan  $60 \text{ hm}^3$  para producir  $30 \text{ hm}^3$  de agua desalada (eficiencia 50%) y considerando que la producción se realiza en 315 días, se genera un caudal continuo de rechazo de  $1,102 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Este caudal podría llegar a contar con una carga de presión de 550 metros columna de agua por lo que si se turbinará el rechazo de la salmuera, se podría contar con una potencia instalada del orden de 6000 kW, considerando un rendimiento en turbinas del 90%. Para poder instalar los 44.000 kW restantes con una carga de 665 metros columna de altura, sería necesario turbinar en continuo  $6,74 \text{ m}^3/\text{s}$  de agua salada.

Para poder turbinar tal caudal sería necesario elevar en las 88 horas semanales el siguiente caudal:

Caudal turbinado continuo ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	6,74
Días de funcionamiento	315
Volumen anual captado ( $\text{hm}^3/\text{año}$ )	183,56
Volumen semanal captado ( $\text{m}^3/\text{semana}$ )	4.079.188,79
Horas de bombeo semanales	88
Caudal de impulsión ( $\text{m}^3/\text{h}$ )	46.354,41
Caudal de impulsión ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	12,87

**Tabla 16: Caudales de impulsión de la central reversible**

Por lo que el caudal total a impulsar por las bombas sería la suma de,  $4,208 \text{ m}^3/\text{s}$  destinados a la desalación y  $10,97 \text{ m}^3/\text{s}$  destinados a la generación de energía. El resultado sería de  $17,08 \text{ m}^3/\text{s}$  a bombear, generando agua desalada y su aprovechamiento hidroeléctrico.

### 3.2.3.3. Equipos de la estación de bombeo

La definición de los equipos de bombeo se ha realizado bajo las siguientes hipótesis:

- ✓ Altura geométrica de elevación: viene dada por la altura del agua en el embalse de regulación, que estaría entre los 780 y 800 metros.



- ✓ Caudal de elevación: 17.08 m<sup>3</sup>/s o 61.488 m<sup>3</sup>/h.
- ✓ Las calidades de materiales deben de ser resistentes al agua marina.

Los elementos de impulsión no son habituales y por ello ha habido que consultar al fabricante SULZER para llegar a la solución precisa. Por otra parte hay que comentar que el bombeo en este tipo de condiciones se suele realizar en dos etapas diferentes ya que el NPSH requerido por las bombas suele ser bastante alto (entre 30 y 50 metros), lo que supone que el agua debe entrar en el colector de aspiración de la segunda bomba (bomba principal) con una carga superior. La bomba de la primera etapa aportará la altura manométrica que pudiera restar a la bomba principal, aunque aquí simplemente aporta la altura para poder cubrir en NPSH requerido por la bomba principal.

Las características de las bombas deberían ser como las mostradas a continuación:

BOMBEO PRIMERA ETAPA		BOMBEO SEGUNDA ETAPA	
Tipo	Columna vertical	Tipo	Centrífuga horizontal
Nº de bombas	10	Nº de bombas	5
Caudal nominal	6048 m <sup>3</sup> /h	Caudal nominal	12.096 m <sup>3</sup> /h
Presión diferencial	50 m.c.a.	Presión diferencial	820 m.c.a.
Potencia absorbida	969 kW	Potencia absorbida	37.000 kW
Velocidad	1500 rpm	Velocidad	1500 rpm
MOTOR		MOTOR	
Protección	IP 55	Protección	IP 55
Tensión	6600V	Tensión	6600V
Frecuencia	50 Hz	Frecuencia	50 Hz
Velocidad	1500 rpm	Velocidad	1500 rpm
Potencia	1000 kW	Potencia	37.000 kW
MATERIALES		MATERIALES	
Tapa de cabezal	DUPLEX	Protección	DUPLEX
Impulsor	DUPLEX	Tensión	DUPLEX
Eje	AISI-904-L	Frecuencia	AISI-904-L
Camisa externa	DUPLEX	Velocidad	DUPLEX

Tabla 17: Datos de las bombas con las que se van a bombear el agua



Los grupos de impulsión deberían contar también con los siguientes elementos:

- ✓ Válvulas antirretorno en los colectores de impulsión.
- ✓ Presostatos en los colectores de aspiración y en el de impulsión en la bomba principal (2º etapa)
- ✓ Grupo de lubricación forzada de cojinetes de la bomba principal.
- ✓ Válvula de alivio de sobrepresiones en el final de colector de impulsión.

### **3.2.4. Balsa de regulación**

#### **3.2.4.1. Volumen necesario**

El volumen necesario de la balsa de regulación resulta de calcular el balance entre entradas y salidas en período de una semana tal que la balsa no se quede sin agua.

El bombeo de entrada en la balsa se realiza durante 88 horas semanales (las 8 horas valle de lunes a viernes y las 24 horas en los fines de semana) y sería de  $17,08 \text{ m}^3/\text{s}$ .

La salida hacia la desaladora y la central hidrostática se realiza de forma continua y durante todos los días y es en su total  $8,94 \text{ m}^3/\text{s}$ , de los cuales  $6,74 \text{ m}^3/\text{s}$  son para turbinar en la central y  $2,20 \text{ m}^3/\text{s}$  para la desaladora.

Se ha realizado un balance de entradas y salidas en la que se define como conclusión una balsa de  $1,637 \text{ hm}^3$  de capacidad necesaria.

Para obtener estos niveles, primero se consideró una balsa de volumen útil cero. El mínimo de la regulación semanal, se considera como el volumen útil que hay que diseñar en la balsa de regulación. Se volvió a simular una regulación semanal, en la que se obtuvieron todos los datos significativos de la balsa, así como la regulación semanal de esta.



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**

**INGENIERO INDUSTRIAL**

Volumen útil (hm <sup>3</sup> )	0	Volumen final (hm <sup>3</sup> )	0,004	Volumen min (hm <sup>3</sup> )	-1,403	Volumen max (hm <sup>3</sup> )	0,234																								
Lunes (h)	Entrada (hm <sup>3</sup> )	Salida (hm <sup>3</sup> )	Volumen (hm <sup>3</sup> )	Martes (h)	Entrada (hm <sup>3</sup> )	Salida (hm <sup>3</sup> )	Volumen (hm <sup>3</sup> )	Miércoles (h)	Entrada (hm <sup>3</sup> )	Salida (hm <sup>3</sup> )	Volumen (hm <sup>3</sup> )	Jueves (h)	Entrada (hm <sup>3</sup> )	Salida (hm <sup>3</sup> )	Volumen (hm <sup>3</sup> )	Viernes (h)	Entrada (hm <sup>3</sup> )	Salida (hm <sup>3</sup> )	Volumen (hm <sup>3</sup> )	Sábado (h)	Entrada (hm <sup>3</sup> )	Salida (hm <sup>3</sup> )	Volumen (hm <sup>3</sup> )	Domingo (h)	Entrada (hm <sup>3</sup> )	Salida (hm <sup>3</sup> )	Volumen (hm <sup>3</sup> )				
1	0,0615	0,0322	0,0293	1	0,0615	0,0322	-0,2512	1	0,0615	0,0322	-0,5317	1	0,0615	0,0322	-0,8122	1	0,0615	0,0322	-1,0927	1	0,0615	0,0322	-1,3733	1	0,0615	0,0322	-0,6700				
2	0,0615	0,0322	0,0586	2	0,0615	0,0322	-0,2219	2	0,0615	0,0322	-0,5024	2	0,0615	0,0322	-0,7829	2	0,0615	0,0322	-1,0634	2	0,0615	0,0322	-1,3440	2	0,0615	0,0322	-0,6407				
3	0,0615	0,0322	0,0879	3	0,0615	0,0322	-0,1926	3	0,0615	0,0322	-0,4731	3	0,0615	0,0322	-0,7536	3	0,0615	0,0322	-1,0341	3	0,0615	0,0322	-1,3146	3	0,0615	0,0322	-0,6114				
4	0,0615	0,0322	0,1172	4	0,0615	0,0322	-0,1633	4	0,0615	0,0322	-0,4438	4	0,0615	0,0322	-0,7243	4	0,0615	0,0322	-1,0048	4	0,0615	0,0322	-1,2853	4	0,0615	0,0322	-0,5820				
5	0,0615	0,0322	0,1465	5	0,0615	0,0322	-0,1340	5	0,0615	0,0322	-0,4145	5	0,0615	0,0322	-0,6950	5	0,0615	0,0322	-0,9755	5	0,0615	0,0322	-1,2560	5	0,0615	0,0322	-0,5527				
6	0,0615	0,0322	0,1758	6	0,0615	0,0322	-0,1047	6	0,0615	0,0322	-0,3852	6	0,0615	0,0322	-0,6657	6	0,0615	0,0322	-0,9462	6	0,0615	0,0322	-1,2267	6	0,0615	0,0322	-0,5234				
7	0,0615	0,0322	0,2051	7	0,0615	0,0322	-0,0754	7	0,0615	0,0322	-0,3559	7	0,0615	0,0322	-0,6364	7	0,0615	0,0322	-0,9169	7	0,0615	0,0322	-1,1974	7	0,0615	0,0322	-0,4941				
8	0,0615	0,0322	0,2344	8	0,0615	0,0322	-0,0461	8	0,0615	0,0322	-0,3266	8	0,0615	0,0322	-0,6071	8	0,0615	0,0322	-0,8876	8	0,0615	0,0322	-1,1681	8	0,0615	0,0322	-0,4648				
9	0,0000	0,0322	0,2022	9	0,0000	0,0322	-0,0783	9	0,0000	0,0322	-0,3588	9	0,0000	0,0322	-0,6393	9	0,0000	0,0322	-0,9198	9	0,0615	0,0322	-1,1388	9	0,0615	0,0322	-0,4355				
10	0,0000	0,0322	0,1701	10	0,0000	0,0322	-0,1104	10	0,0000	0,0322	-0,3910	10	0,0000	0,0322	-0,6715	10	0,0000	0,0322	-0,9520	10	0,0615	0,0322	-1,1095	10	0,0615	0,0322	-0,4062				
11	0,0000	0,0322	0,1379	11	0,0000	0,0322	-0,1426	11	0,0000	0,0322	-0,4231	11	0,0000	0,0322	-0,7037	11	0,0000	0,0322	-0,9842	11	0,0615	0,0322	-1,0802	11	0,0615	0,0322	-0,3769				
12	0,0000	0,0322	0,1057	12	0,0000	0,0322	-0,1748	12	0,0000	0,0322	-0,4553	12	0,0000	0,0322	-0,7358	12	0,0000	0,0322	-1,0164	12	0,0615	0,0322	-1,0509	12	0,0615	0,0322	-0,3476				
13	0,0000	0,0322	0,0735	13	0,0000	0,0322	-0,2070	13	0,0000	0,0322	-0,4875	13	0,0000	0,0322	-0,7680	13	0,0000	0,0322	-1,0485	13	0,0615	0,0322	-1,0216	13	0,0615	0,0322	-0,3183				
14	0,0000	0,0322	0,0413	14	0,0000	0,0322	-0,2392	14	0,0000	0,0322	-0,5197	14	0,0000	0,0322	-0,8002	14	0,0000	0,0322	-1,0807	14	0,0615	0,0322	-0,9923	14	0,0615	0,0322	-0,2890				
15	0,0000	0,0322	0,0091	15	0,0000	0,0322	-0,2714	15	0,0000	0,0322	-0,5519	15	0,0000	0,0322	-0,8324	15	0,0000	0,0322	-1,1129	15	0,0615	0,0322	-0,9630	15	0,0615	0,0322	-0,2597				
16	0,0000	0,0322	-0,0230	16	0,0000	0,0322	-0,3036	16	0,0000	0,0322	-0,5841	16	0,0000	0,0322	-0,8646	16	0,0000	0,0322	-1,1451	16	0,0615	0,0322	-0,9337	16	0,0615	0,0322	-0,2304				
17	0,0000	0,0322	-0,0552	17	0,0000	0,0322	-0,3357	17	0,0000	0,0322	-0,6162	17	0,0000	0,0322	-0,8968	17	0,0000	0,0322	-1,1773	17	0,0615	0,0322	-0,9044	17	0,0615	0,0322	-0,2011				
18	0,0000	0,0322	-0,0874	18	0,0000	0,0322	-0,3679	18	0,0000	0,0322	-0,6484	18	0,0000	0,0322	-0,9289	18	0,0000	0,0322	-1,2095	18	0,0615	0,0322	-0,8751	18	0,0615	0,0322	-0,1718				
19	0,0000	0,0322	-0,1196	19	0,0000	0,0322	-0,4001	19	0,0000	0,0322	-0,6806	19	0,0000	0,0322	-0,9611	19	0,0000	0,0322	-1,2416	19	0,0615	0,0322	-0,8458	19	0,0615	0,0322	-0,1425				
20	0,0000	0,0322	-0,1518	20	0,0000	0,0322	-0,4323	20	0,0000	0,0322	-0,7128	20	0,0000	0,0322	-0,9933	20	0,0000	0,0322	-1,2738	20	0,0615	0,0322	-0,8165	20	0,0615	0,0322	-0,1132				
21	0,0000	0,0322	-0,1840	21	0,0000	0,0322	-0,4645	21	0,0000	0,0322	-0,7450	21	0,0000	0,0322	-1,0255	21	0,0000	0,0322	-1,3060	21	0,0615	0,0322	-0,7872	21	0,0615	0,0322	-0,0839				
22	0,0000	0,0322	-0,2161	22	0,0000	0,0322	-0,4967	22	0,0000	0,0322	-0,7772	22	0,0000	0,0322	-1,0577	22	0,0000	0,0322	-1,3382	22	0,0615	0,0322	-0,7579	22	0,0615	0,0322	-0,0546				
23	0,0000	0,0322	-0,2483	23	0,0000	0,0322	-0,5288	23	0,0000	0,0322	-0,8094	23	0,0000	0,0322	-1,0899	23	0,0000	0,0322	-1,3704	23	0,0615	0,0322	-0,7286	23	0,0615	0,0322	-0,0253				
24	0,0000	0,0322	-0,2805	24	0,0000	0,0322	-0,5610	24	0,0000	0,0322	-0,8415	24	0,0000	0,0322	-1,1220	24	0,0000	0,0322	-1,4026	24	0,0615	0,0322	-0,6993	24	0,0615	0,0322	0,0040				
<b>Total</b>		0,4919	0,7724			0,4919	0,7724			0,4919	0,7724			0,4919	0,7724			0,4919	0,7724			1,4757	0,7724			1,4757	0,7724				

**Tabla 18: Regulación semanal de la balsa, Volumen útil 0 hm<sup>3</sup>**



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**

**INGENIERO INDUSTRIAL**

Volumen útil (hm³)	1,403	Volumen final (hm³)	1,407	Volumen min (hm³)	0,000	Volumen max (hm³)	1,637																								
	Lunes	Entrada (hm³)	Salida (hm³)	Volumen (hm³)	Martes	Entrada (hm³)	Salida (hm³)	Volumen (hm³)	Miércoles	Entrada (hm³)	Salida (hm³)	Volumen (hm³)	Jueves	Entrada (hm³)	Salida (hm³)	Volumen (hm³)	Viernes	Entrada (hm³)	Salida (hm³)	Volumen (hm³)	Sábado	Entrada (hm³)	Salida (hm³)	Volumen (hm³)	Domingo	Entrada (hm³)	Salida (hm³)	Volumen (hm³)			
1	0,0615	0,0322	1,4319	1	0,0615	0,0322	1,1514	1	0,0615	0,0322	0,8708	1	0,0615	0,0322	0,5903	1	0,0615	0,0322	0,3098	1	0,0615	0,0322	0,0293	1	0,0615	0,0322	0,7326				
2	0,0615	0,0322	1,4612	2	0,0615	0,0322	1,1807	2	0,0615	0,0322	0,9001	2	0,0615	0,0322	0,6196	2	0,0615	0,0322	0,3391	2	0,0615	0,0322	0,0586	2	0,0615	0,0322	0,7619				
3	0,0615	0,0322	1,4905	3	0,0615	0,0322	1,2100	3	0,0615	0,0322	0,9294	3	0,0615	0,0322	0,6489	3	0,0615	0,0322	0,3684	3	0,0615	0,0322	0,0879	3	0,0615	0,0322	0,7912				
4	0,0615	0,0322	1,5198	4	0,0615	0,0322	1,2393	4	0,0615	0,0322	0,9588	4	0,0615	0,0322	0,6782	4	0,0615	0,0322	0,3977	4	0,0615	0,0322	0,1172	4	0,0615	0,0322	0,8205				
5	0,0615	0,0322	1,5491	5	0,0615	0,0322	1,2686	5	0,0615	0,0322	0,9881	5	0,0615	0,0322	0,7075	5	0,0615	0,0322	0,4270	5	0,0615	0,0322	0,1465	5	0,0615	0,0322	0,8498				
6	0,0615	0,0322	1,5784	6	0,0615	0,0322	1,2979	6	0,0615	0,0322	1,0174	6	0,0615	0,0322	0,7368	6	0,0615	0,0322	0,4563	6	0,0615	0,0322	0,1758	6	0,0615	0,0322	0,8791				
7	0,0615	0,0322	1,6077	7	0,0615	0,0322	1,3272	7	0,0615	0,0322	1,0467	7	0,0615	0,0322	0,7662	7	0,0615	0,0322	0,4856	7	0,0615	0,0322	0,2051	7	0,0615	0,0322	0,9084				
8	0,0615	0,0322	1,6370	8	0,0615	0,0322	1,3565	8	0,0615	0,0322	1,0760	8	0,0615	0,0322	0,7955	8	0,0615	0,0322	0,5149	8	0,0615	0,0322	0,2344	8	0,0615	0,0322	0,9377				
9	0,0000	0,0322	1,6048	9	0,0000	0,0322	1,3243	9	0,0000	0,0322	1,0438	9	0,0000	0,0322	0,7633	9	0,0000	0,0322	0,4828	9	0,0615	0,0322	0,2637	9	0,0615	0,0322	0,9670				
10	0,0000	0,0322	1,5726	10	0,0000	0,0322	1,2921	10	0,0000	0,0322	1,0116	10	0,0000	0,0322	0,7311	10	0,0000	0,0322	0,4506	10	0,0615	0,0322	0,2930	10	0,0615	0,0322	0,9963				
11	0,0000	0,0322	1,5404	11	0,0000	0,0322	1,2599	11	0,0000	0,0322	0,9794	11	0,0000	0,0322	0,6989	11	0,0000	0,0322	0,4184	11	0,0615	0,0322	0,3223	11	0,0615	0,0322	1,0256				
12	0,0000	0,0322	1,5083	12	0,0000	0,0322	1,2277	12	0,0000	0,0322	0,9472	12	0,0000	0,0322	0,6667	12	0,0000	0,0322	0,3862	12	0,0615	0,0322	0,3516	12	0,0615	0,0322	1,0549				
13	0,0000	0,0322	1,4761	13	0,0000	0,0322	1,1956	13	0,0000	0,0322	0,9150	13	0,0000	0,0322	0,6345	13	0,0000	0,0322	0,3540	13	0,0615	0,0322	0,3810	13	0,0615	0,0322	1,0842				
14	0,0000	0,0322	1,4439	14	0,0000	0,0322	1,1634	14	0,0000	0,0322	0,8829	14	0,0000	0,0322	0,6024	14	0,0000	0,0322	0,3218	14	0,0615	0,0322	0,4103	14	0,0615	0,0322	1,1136				
15	0,0000	0,0322	1,4117	15	0,0000	0,0322	1,1312	15	0,0000	0,0322	0,8507	15	0,0000	0,0322	0,5702	15	0,0000	0,0322	0,2897	15	0,0615	0,0322	0,4396	15	0,0615	0,0322	1,1429				
16	0,0000	0,0322	1,3795	16	0,0000	0,0322	1,0990	16	0,0000	0,0322	0,8185	16	0,0000	0,0322	0,5380	16	0,0000	0,0322	0,2575	16	0,0615	0,0322	0,4689	16	0,0615	0,0322	1,1722				
17	0,0000	0,0322	1,3473	17	0,0000	0,0322	1,0668	17	0,0000	0,0322	0,7863	17	0,0000	0,0322	0,5058	17	0,0000	0,0322	0,2253	17	0,0615	0,0322	0,4982	17	0,0615	0,0322	1,2015				
18	0,0000	0,0322	1,3152	18	0,0000	0,0322	1,0346	18	0,0000	0,0322	0,7541	18	0,0000	0,0322	0,4736	18	0,0000	0,0322	0,1931	18	0,0615	0,0322	0,5275	18	0,0615	0,0322	1,2308				
19	0,0000	0,0322	1,2830	19	0,0000	0,0322	1,0025	19	0,0000	0,0322	0,7219	19	0,0000	0,0322	0,4414	19	0,0000	0,0322	0,1609	19	0,0615	0,0322	0,5568	19	0,0615	0,0322	1,2601				
20	0,0000	0,0322	1,2508	20	0,0000	0,0322	0,9703	20	0,0000	0,0322	0,6898	20	0,0000	0,0322	0,4092	20	0,0000	0,0322	0,1287	20	0,0615	0,0322	0,5861	20	0,0615	0,0322	1,2894				
21	0,0000	0,0322	1,2186	21	0,0000	0,0322	0,9381	21	0,0000	0,0322	0,6576	21	0,0000	0,0322	0,3771	21	0,0000	0,0322	0,0966	21	0,0615	0,0322	0,6154	21	0,0615	0,0322	1,3187				
22	0,0000	0,0322	1,1864	22	0,0000	0,0322	0,9059	22	0,0000	0,0322	0,6254	22	0,0000	0,0322	0,3449	22	0,0000	0,0322	0,0644	22	0,0615	0,0322	0,6447	22	0,0615	0,0322	1,3480				
23	0,0000	0,0322	1,1542	23	0,0000	0,0322	0,8737	23	0,0000	0,0322	0,5932	23	0,0000	0,0322	0,3127	23	0,0000	0,0322	0,0322	23	0,0615	0,0322	0,6740	23	0,0615	0,0322	1,3773				
24	0,0000	0,0322	1,1220	24	0,0000	0,0322	0,8415	24	0,0000	0,0322	0,5610	24	0,0000	0,0322	0,2805	24	0,0000	0,0322	0,0000	24	0,0615	0,0322	0,7033	24	0,0615	0,0322	1,4066				
<b>Total</b>		0,4919	0,7724			0,4919	0,7724			0,4919	0,7724			0,4919	0,7724			0,4919	0,7724			1,4757	0,7724			1,4757	0,7724				

**Tabla 19: Regulación semanal de la balsa, volumen útil 1,403 hm³**



### 3.2.5. Central hidroeléctrica

#### 3.2.5.1. Descripción General

Se diseña a continuación una central hidroeléctrica, que como ya se ha dicho anteriormente, instala una potencia total de 50 MW.

El aprovechamiento consta de dos grupos: el primero turbinará los caudales procedentes directamente de la balsa de regulación, como se ha diseñado, y el segundo turbinará los caudales resultantes del rechazo de la planta de desalación.

#### 3.2.5.2. Caudales y potencias instaladas

Las características de cada grupo instalada serían las siguientes:

	Grupo 1	Grupo 2	Total
Potencia instalada (kW)	44000	5946	49946
Altura manométrica (m)	665	550	-
Rendimiento en ejes de turbina (%)	0,9	0,9	-
Caudal continuo (m <sup>3</sup> /s)	6,74	1,102	7,842
Semanas de funcionamiento	45	45	-
Días de funcionamiento	315	315	-
Horas de funcionamiento	7560	7560	-
Producción (kWh/año)	332.640.000	44.951.760	377591760

Tabla 20: Potencia instalada por grupos

#### 3.2.5.3. Dimensionamiento de las turbinas y generadores

Las turbinas ideales serían para ambos grupos las turbinas Pelton de eje vertical, puesto que son las que obtienen mejores rendimientos en condiciones de diseño.

Para diseñar las turbinas habría que contrastar con información de los fabricantes de altos prestigio. Las principales características importantes a diseñar serían para cada grupo:

- ✓ Número de chorros.
- ✓ Caudal por chorro (m<sup>3</sup>/s), que se obtendría de dividir el caudal continuo entre el número de chorros.
- ✓ Velocidad específica inicial (rpm).



- ✓ Velocidad de giro (rpm).
- ✓ Velocidad de sincronismo (rpm).
- ✓ Velocidad específica final (rpm).
- ✓ Coeficiente de velocidad periférica ( $k_u$ ).
- ✓ Diámetro medio rodete  $D_2$  (m).
- ✓ Diámetro exterior rodete  $D_3$  (m).
- ✓ Diámetro del chorro inyector  $D_j$  (m).
- ✓ Ancho de la cazoleta  $H_1$  (m).
- ✓ Largo de la cazoleta  $H_2$  (m).
- ✓ Relación  $D_2/H_1$
- ✓ Diseño del distribuidor.

Las características de los generadores unidos a las turbinas son las siguientes, las que habría que tener en cuenta para el diseño:

- ✓ Tipo (síncrono o asíncrono), se escogerá siempre síncrono, puesto que las turbinas son síncronas.
- ✓ Disposición (vertical al igual que las turbinas).
- ✓ Velocidad de sincronismo (debe de coincidir con la de las turbinas).
- ✓ Número de pares de polos.
- ✓ Potencia (MW).
- ✓  $\cos \varphi$ .





- ✓ Potencia aparente (kVA).
- ✓ Tensión nominal (kV).
- ✓ Frecuencia nominal (Hz).
- ✓ Velocidad de embalamiento.
- ✓ Protección.
- ✓ Aislamiento.
- ✓ Calentamiento.
- ✓ Refrigeración.

Finalmente cabe decir que habría que valorar las celdas y cuadros necesarios para la protección y para su conexión con el transformador de potencia, lo cual queda fuera del estudio de este proyecto.

### **3.2.6. Emisario de vertido y dilución**

Los fosos de vertido de las dos turbinas se conectan en un emisario común que posteriormente finaliza en el mar. El emisario tendrá una gran longitud y finalizará en la cota de  $-20$  metros y al oeste del emisario de captación por lo que, dada la distancia entre ambos emisarios, dado el sentido de las corrientes y ausencia de especies relevantes en la biocenosis, no es previsible que se produzca la afección a la vida marina ni a la calidad del agua captada. Siempre se buscará esta disposición de los emisarios.

Sin embargo, el objetivo final de tener el emisario de la dilución de la salmuera con el de las aguas que provienen de la central reversible, es que la salinidad de las aguas vertidas y sus volúmenes se disuelvan mutuamente, hasta conseguir que la salinidad vertida al mar tenga sea muy parecida a la salinidad de la fauna marina.



### 3.3. Cálculos justificativos de la línea de tratamiento

#### 3.3.1. Introducción

A continuación se describe brevemente los diferentes aspectos que constituirán la línea de proceso de la planta desaladora de agua de mar proyectada, con cálculos que justifican las principales dimensiones:

- ✓ Pretratamiento.
- ✓ Tratamiento.
- ✓ Depósito de agua tratada y bombeo a distribución.

#### 3.3.2. Pretratamiento

El agua de mar debe de ser impulsada a una balsa de regulación situada en la cota de 800 metros. De la balsa se introduce el agua en una cámara de mezcla y contacto, en la cual se va a empezar a pretratar el agua con cuatro reactivos:

- ✓ Coagulante: Cloruro férrico.
- ✓ Flocculante: polielectrolito.
- ✓ Cloro: Hipoclorito sódico.
- ✓ Ácido: se inyecta ácido sulfúrico para disminuir el pH y mejorar la efectividad del cloro.

En la cámara de mezcla y contacto se incluirá un equipo de toma y análisis de muestras y un equipo agitador con motor. Hay que decir que solo se pretratará el agua que va a ser desalada posteriormente y con un caudal de continuo de  $2,20 \text{ m}^3/\text{s}$ , con lo cual habría que tratar  $7920 \text{ m}^3$  cada hora.

De la cámara de mezcla parte un canal hacia los decantadores instalados, con cloruro férrico como coagulante requerido. Posiblemente se instalarían 3 tanques de decantación con volumen para  $9000 \text{ m}^3/\text{h}$  de caudal total, con lo cual cada tanque decantaría  $3000 \text{ m}^3/\text{h}$ . Cada tanque tendría instalado un sistema de retirada de lodos, que no afectase al proceso de



decantación. Se habilita también superficie necesaria para una posible ampliación de la instalación añadiendo nuevas líneas de decantación.

El agua decantada se dirige a un depósito que sirve como cámara de aspiración y regulación de las bombas que van a impulsar el agua en el pretratamiento físico. Este pretratamiento es necesario ya que aunque el agua venga de un tratamiento físico-químico, se aconseja realizar un doble filtrado para proteger las membranas efectivamente y de este modo obtener un mejor rendimiento en la ósmosis inversa.

Con el fin de eliminar sólidos más gruesos y muy perjudiciales para las membranas, se dispone a filtrar el agua sobre un lecho de arena silíceo.

A causa de todo el pretratamiento, es necesario también tener un depósito de fangos en la instalación, puesto que hay que almacenarlos para que posteriormente sean pretratados.

El agua tratada durante todo el proceso explicado anteriormente se dirige a otro depósito de unos 5000 m<sup>3</sup> de capacidad, lo cual dota de media hora de funcionamiento a la planta. De aquí se dirigirá directamente hacia las membranas a través de tuberías con la presión hidrostática calculada para obtener una ósmosis inversa óptima.

### **3.3.3. Tratamiento**

#### **3.3.3.1. Introducción**

La planta, dotada para una capacidad diaria de producción de 30 hm<sup>3</sup>/año, tomará el agua de aporte de un depósito regulador totalmente estanco (el agua no se contaminará por la luz, polvo, etc.) siendo este factor de vital importancia.

La filosofía multimodular de la planta tiene una serie de ventajas como son:

- ✓ Mejor ajuste de la producción a la demanda del agua.
- ✓ Mayor fiabilidad de la instalación, ya que una avería no paralizaría la totalidad de la planta.
- ✓ Facilidad para hacer el mantenimiento de la planta sin tener que pararla.



Aun así para seguir los criterios de fiabilidad y operatividad, los elementos que compondrán la instalación deben ser proyectados de alta calidad, y los dimensionamientos deben de ser de gran generosidad.

### 3.3.3.2. Descripción general de la instalación

La técnica empleada en esta instalación es de ósmosis inversa a través de membranas semipermeables. El factor de conversión de las instalaciones, para el cual se ha diseñado toda la planta, será de un 50%. Esto significa que para 100 litros de agua de mar, se obtendrán 50 litros de agua desalada (agua producto) y 50 litros de salmuera (agua de rechazo).

Para obtener la producción estimada de 30 hm<sup>3</sup>/año se ha estimado que la planta estará funcionando con un rendimiento del 85% durante el año, unos 310 días de funcionamiento.

Se dispondrá para ello 9 líneas de 10.560 m<sup>3</sup>/día de producción cada una, lo que proporciona un caudal de agua osmotizada de 95.040 m<sup>3</sup>/día.

Considerando que la conversión es de un 50%, se estimó que el caudal necesario de agua bruta es de unos 200.000 m<sup>3</sup>/día, mientras que el caudal de rechazo es de 100.000 m<sup>3</sup>/día. A continuación podemos observar los parámetros de la instalación desaladora que son relevantes:

<b>Número de líneas (uds)</b>	9
<b>Conversión estimada (%)</b>	50
<b>Caudal de aporte a la planta (m<sup>3</sup>/día)</b>	193.548,38
<b>Caudal de aporte por línea (m<sup>3</sup>/día)</b>	21.505,38
<b>Caudal producto por línea (m<sup>3</sup>/día)</b>	10.752,69
<b>Caudal rechazo por línea (m<sup>3</sup>/día)</b>	10.752,69

**Tabla 21: Parámetros de la instalación desaladora**

En los siguientes apartados se muestran algunas de las características de cada uno de los sistemas que componen la instalación:

- ✓ **Pretratamiento químico:** este tiene por objetivo acondicionar las características biológicas y químicas del agua filtrada para su posterior paso por los bastidores de ósmosis, previniendo de esta manera que las membranas se ensucien y disminuyan su rendimiento.



- ✓ Dosificación de sulfatos sódicos: el cloro que proviene de las etapas de pretratamiento es un potente oxidante y hay que evitar que entre en contacto con las membranas, puesto que de lo contrario estas podrían sufrir daños irreparables.
- ✓ Dosificación de antiincrustante: de este modo evitamos la formación de cristales de varias sales en el rechazo.
- ✓ Monitorización de los parámetros del agua de aporte: con el fin de asegurar que las membranas trabajan en sus condiciones nominales, se controlarán los sólidos en suspensión que pudieran superar el tratamiento físico-químico diseñado. También se supervisarán los valores del PH (asegurando que está dentro de los límites aceptables por las membranas sin que estas sufrieran daños); de la conductividad (conociendo el contenido de las sales del agua de aporte y su modificación con el tiempo se podrá saber si la planta está trabajando correctamente); la temperatura (es un parámetros que afecta muy significativamente al funcionamiento de una planta desaladora); el índice de compactación (indica la concentración de partículas en suspensión presentes en el agua); y finalmente el indicador ORP potencial rédox (que mediante reducción y oxidación capta la presencia de elementos oxidantes en el agua de aporte que pueden ser fatal para la integridad de las membranas).

A continuación se explican las particularidades de los principales elementos que componen los bastidores de ósmosis inversa ofertados:

- ✓ Tubos portamembranas: las membranas irán introducidas en el interior de los tubos portamembranas. Estos tipos son de muy alta resistencia con el fin de asegurar que pueden soportar las grandes presiones necesarias para que se cumpla la ósmosis inversa.
- ✓ Membranas de ósmosis inversa: las membranas utilizadas serán del tipo Poliamida aromática con entrecruzamientos, muy utilizada en los procesos de desalación. Cada membrana llevará un número de fabricación que posibilita su identificación en todo momento, lo que permite observar con el tiempo la evolución, roturas, etc.
- ✓ Instrumentación: con el fin de asegurar que en todo momento los bastidores están funcionando correctamente se les ha dotado de los siguientes elementos:
  - Conductímetro agua producto: contrala la calidad del permeado.



- Caudalímetros: comprueban la conversión a la que está trabajando la planta.
- Transmisores de presión: dota a las plantas ante la precipitación de sales sobre las membranas, fallos en bombas, roturas, etc.
- Manómetros: permite conocer las presiones en todo momento.

### **3.3.4. Depósito de agua tratada y bombeo de distribución**

#### **3.3.4.1. Depósito de agua tratada**

Se proyecta un depósito de unos 25.000 m<sup>3</sup> al final de la impulsión de distribución, al lado del depósito de 5000 m<sup>3</sup> del sistema de regulación impulsado comentado anteriormente. El depósito tendrá una forma rectangular, adaptándose a la parcela disponible. Además de la toma de agua para distribución cuenta con otras dos más, la toma de agua para el agua de servicios y la otra para el suministro a los clorómetros.

#### **3.3.4.2. Postratamiento**

En el mismo depósito de agua tratada se realiza un postratamiento del agua osmotizada consistente en la desinfección por adición de cloro (sistema de postcloración descrito definido anteriormente) y la mineralización por adición de lechada de cal, para elevar el pH al agua producto necesario y que se va a distribuir para el agua de regadío.

#### **3.3.4.3. Bombeo a distribución**

Es necesaria una estación de bombeo de baja presión a la línea de distribución ubicada independientemente, aunque anexa al depósito de agua tratada.

### **3.4. Aprovechamiento hidroeléctrico**

#### **3.4.1. Introducción**

El objetivo a continuación es el de analizar las posibilidades que ofrece la nueva legislación en materia de tarificación eléctrica para poder desarrollar un aprovechamiento hidroeléctrico al amparo del Régimen Especial regulado por el Real Decreto XXX/2014.

La finalidad del aprovechamiento hidroeléctrico será contribuir a reducir los costes que repercuten sobre el usuario derivados de la producción de agua para su uso en regadíos a partir de la desalación del agua de mar en el Poniente Almeriense.



Se ha supuesto, como se ha explicado anteriormente, que se diseña una instalación en la que se bombea agua de mar a una balsa situada en una cota cercana a los 800 metros. Desde esta se conduce el agua a una instalación de producción de energía hidroeléctrica que se sitúa junto a la planta de desalación.

Se considera que la central hidroeléctrica sirve a una planta de desalación de 30 hm<sup>3</sup>/año de producción.

### **3.4.2. Análisis de las tarifas de consumo**

#### **3.4.2.1. Introducción**

La estructura básica de aplicación de las tarifas eléctricas está reflejada en la Ley 54/1997. En esta Ley se define y establece las tarifas de consumo eléctrico actualmente en vigor, mediante términos fijos y variables que se actualizan anualmente por medio de los Reales Decretos.

El coste de la energía se establece como el peaje de acceso a las redes, que se establecerá en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Los peajes serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos. También estos tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por horario y potencia.

Las condiciones generales de los contratos de tarifa de acceso son las siguientes:

- ✓ Los contratos son de periodicidad anual, en los que se prorrogan los periodos sucesivos.
- ✓ Los contratos podrán ser suscritos con las empresas distribuidoras; en el caso de contratar el consumidor con un comercializador quedarán obligados solidariamente al distribuidor.
- ✓ El periodo de pago será de 20 días naturales a partir de la emisión de la factura.
- ✓ La empresa distribuidora puede suspender el contrato de tarifas una vez transcurridos dos meses desde que se hubiera requerido fehacientemente el pago al consumidor sin que éste se hubiera producido.



- ✓ La empresa distribuidora no podrá proceder a la desconexión por impago en días festivos.
- ✓ Efectuada la desconexión se procederá a la reconexión como máximo al día siguiente del abono de la cantidad adecuada.

Sobre las condiciones generales de aplicación de las tarifas hay que resaltar que:

- ✓ La lectura e instalación de equipos de medición es responsabilidad de los distribuidores.
- ✓ Las facturaciones serán mensuales y corresponderán a los registros de consumo.
- ✓ Se deberán tener equipos de medición instalados, cabiendo la posibilidad de que sean alquilados.
- ✓ En caso de que el suministro de instalación disponga de dos puntos de toma, la dirección general de política energética y minas podrá dar excepcionalmente una autorización para una única tarifa.
- ✓ El consumidor podrá elegir la tarifa y modalidad que este estime más conveniente.
- ✓ Los consumidores que hayan cambiado de tarifa voluntariamente, no podrán volver a cambiarse, transcurridos como mínimo doce meses.

Los peajes de acceso que se han de pagar hacen frente a los diferentes costes de la energía eléctrica. Estos son:

- ✓ Costes de transporte, distribución y gestión comercial reconocidos los distribuidores.
- ✓ Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento atribuidos a:
  - Moratoria nuclear.
  - Stock básico de uranio.
  - Segunda parte del ciclo de combustible nuclear.





- Sobrecoste del régimen especial.
  
- ✓ Costes permanentes que se relacionan con:
  - Compensación de extrapeninsulares.
  - Operador del sistema.
  - Operador del mercado.
  - Comisión Nacional de Energía.
  - Costes de transición a la competencia.

Hay que hacer hincapié en que los peajes o tarifas de acceso se diferencian por niveles de tensión; alta o baja tensión. Aquí únicamente nos centraremos en la alta tensión y en los distintos periodos tarifarios de esta. Las tarifas de acceso a la alta tensión se aplicarán para suministros efectuados a tensiones superiores a 1 kV.

- ✓ Tarifa 3.0A: Tarifa específica de tres periodos para tensiones de 1 a 36 kV. Será de aplicación a los suministros en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en todos los periodos tarifarias igual o inferior a 450 kW.
  
- ✓ Tarifa 6: tarifa general para alta tensión. Será de aplicación a cualquier suministro en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en alguno de los periodos tarifarios superior a 450 kW y a cualquier suministro en tensiones superiores a 36 kV, en el escalón de tensión que corresponda en cada caso.

Para la resolución de nuestro proyecto se tomará la tarifa de acceso “Tarifa 6”, puesto que se contratará una potencia de más de 450 kW. Hay que distinguir en la Tarifa 6 las distintas modalidades en función de la tensión de servicio:

Nivel de tensión	Tarifa
$\geq 1\text{kV}$ y $< 36\text{ kV}$	6.1
$\geq 36\text{kV}$ y $< 72,5\text{kV}$	6.2
$\geq 72,5\text{kV}$ y $< 145\text{ kV}$	6.3
$\geq 145\text{kV}$	6.4
Conexiones internacionales	6.5

**Tabla 22: Niveles de tensión de las tarifas de acceso**



Los periodos tarifarios para las tarifas generales serán los que se detallan a continuación y se denominan como modalidad de seis periodos. Estas es de aplicación, como ya se ha dicho, a las tarifas generales de alta tensión y para esta modalidad los tipos de días, periodos tarifarios y horarios concretos a aplicar son los que se definen a continuación:

- ✓ Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- ✓ Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- ✓ Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el sistema peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extrapeninsulares e insulares. Dicho mes se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas.
- ✓ Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extrapeninsulares (que se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas).

Las temporadas alta, media y baja serán las siguientes:

- a) Para la península:
  1. Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.
  2. Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.
  3. Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.
- b) Para Baleares, Ceuta y Melilla:
  1. Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre.
  2. Temporada media: enero, febrero, octubre y diciembre.
  3. Temporada baja: marzo, abril, mayo y noviembre.
- c) Para las Islas Canarias:
  1. Temporada alta: diciembre, enero, febrero y marzo.
  2. Temporada media: abril, septiembre, octubre y noviembre.
  3. Temporada baja: mayo, junio, julio agosto.

La composición de los seis periodos tarifarios es la siguiente:

- ✓ Período 1: comprende seis horas diarias de los días tipo A.
- ✓ Período 2: comprende diez horas diarias de los días tipo A.



- ✓ Período 3: comprende seis horas diarias de los días tipo B.
- ✓ Período 4: comprende diez horas diarias de los días tipo B.
- ✓ Período 5: comprende dieciséis horas diarias de los días tipo C.
- ✓ Período 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:
  - 1.a Ocho horas de los días tipo A,
  - 2.a Ocho horas de los días tipo B,
  - 3.a ocho horas de los días tipo C.
  - 4.a Veinticuatro horas de los días tipo D.

Los horarios a aplicar en cada período tarifario se muestran en la siguiente tabla:

Periodo tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	-	-	-
2	De 8 a 16	-	-	-
	De 22 a 24	-	-	-
3	-	De 9 a 15	-	-
4	-	De 8 a 9	-	-
	-	De 15 a 24	-	-
5	-	-	De 8 a 24	-
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8

Tabla 23: Horarios que se aplican a los periodos tarifarios según el tipo

Ahora se van a determinar cuáles son los componentes de la facturación de las tarifas de acceso. Estas se componen de:

- ✓ Un término de facturación de potencia.
- ✓ Un término de facturación de energía.
- ✓ Cuando se dé el caso, un término de facturación de energía reactiva (aunque este no se computará).



La facturación básica es la suma de, la facturación de potencia (Euros/kW de potencia contratada), la facturación de energía (Euros/kWh energía consumida) y la energía reactiva en su caso (descartamos esta última).

El término de facturación de potencia, es el cálculo de la potencia a facturar que interviene en el mismo, así como la forma de proceder en el caso de modificación de las potencias contratadas a lo largo del año. Para cada uno de los periodos tarifarios se contratará una potencia. Para la “Tarifa 6” el control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto horarias de los equipos de medida. Se determina la potencia a facturar en la “Tarifa 6” en cada periodo tarifario como la potencia contratada. En caso de que la potencia demandada sobrepasara en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, se procederá a la facturación de los excesos registrados en cada período de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} k_i * 1.4064 * A_{ei}$$

En la cual  $k_i$  es el coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del periodo tarifario  $i$ :

Período	1	2	3	4	5	6
$K_i$	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Tabla 24: Coeficiente  $k_i$  según los periodos tarifarios

$A_{ei}$  se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (Pdj - Pci)^2}$$

En donde:

$Pdj$  es la potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período  $i$  en que se haya sobrepasado el  $Pci$ .

$Pci$  es la potencia contratada en el período  $i$  en el período considerado.



Sin embargo en los cálculos no se tendrá en cuenta los excesos de potencia en las tarifas de acceso, puesto que no se sabe si sucederán o no.

El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por contador en cada período tarifario por el precio término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} E_i * t_{ei}$$

Dónde:

$E_i$  es la energía consumida en el período tarifario  $i$ , expresada en kWh.

$T_{ei}$  es el precio del término de energía del período tarifario  $i$ .

Este término es de gran importancia para poder obtener el total del coste de la electricidad consumida.

El término de facturación de energía reactiva será de aplicación a cualquier tarifa, para lo cual se deberá disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado, excepto en el caso de la tarifa simple de baja tensión (2.0A). Este término se aplicará sobre todos los periodos tarifarios, excepto en el período 3, para las “Tarifas 3.0A y 3.1” y en el período 6, para las “Tarifas 6”, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por ciento del consumo de activa durante el período de facturación considerado y únicamente afectará a dichos excesos.

A la factura del peaje de acceso queda únicamente por añadirle los complementos del impuesto eléctrico, el alquiler de los equipos de medida (si se tuviese) y el IVA:

- ✓ También habría que añadir un porcentaje denominado, costes con destinos específicos, sobre el importe del acceso antes de impuestos (tanto el impuesto eléctrico como el IVA). Este porcentaje viene definido en los trípticos de las comercializadoras (en este proyecto se trabajará con el tríptico de precios de Iberdrola que da los precios de las tarifas de acceso aplicables a partir del 1 de Febrero de 2014):
  - ✓
    - Costes permanentes:
      - Tasa Comisión Nacional Energía 0.15%.



- Compensaciones insulares y extrapeninsulares (no se tiene en cuenta ya que irá con cargo a PPGG 2014).
  - Costes diversificación y seg. abastecimiento:
    - Moratorio nuclear 0.4454%.
    - 2ª parte ciclo combustible nuclear 0.001%.
  - Recuperación déficit ingresos regulados 2005: 1,961%.
  - TOTAL (%): 2.566%
- ✓ El impuesto eléctrico, entró en vigor en diciembre de 1997, sustituyendo al antiguo impuesto sobre el carbón. Se aplica sobre la suma del término de potencia, el término de energía, la discriminación horaria y la energía reactiva, aplicando a la suma de los importes de estos cuatro parámetros el 4,864% y el resultado se multiplica por 1,05113.
- ✓ El alquiler de los equipos de medida se puede dar cuando la propiedad de estos sea de la suministradora. El precio del alquiler no es libre sino que está regulado por Ley. No se añadirá en los cálculos este complemento.
- ✓ El IVA del 21% tendrá que ser añadido como en toda factura sobre el total de todos los conceptos anteriormente explicados.

#### 3.4.2.2. Coste del consumo de energía eléctrica

A través de todos los cálculos anteriores se obtiene el gasto total de toda la electricidad consumida que se mostrará a continuación en las siguientes tablas según cada mes. Como es lógico y de esperar todos los meses tendrán el mismo coste puesto que la instalación trabajará siempre en el período 6; la planta va a estar funcionando en las 8 horas valle de los días de Tipo A, B y C y durante 24 horas los fines de semana que son los días de tipo D. Estas horas de producción corresponden todas al período 6 de la tarifa de acceso de peaje, que es el período de más bajo coste eléctrico. Hay que comentar que se le sumará a la potencia total un 15%, a causa de la electricidad que se gastará en concepto de iluminación y demás.



La instalación tiene las siguientes características:

Consumo en el bombeo		
Q de impulsión para la desalación de 30 hm <sup>3</sup> /año (m <sup>3</sup> /s)	Q de impulsión para tener potencia instalada de 50MW (m <sup>3</sup> /s)	TOTAL (m <sup>3</sup> /s)
4,208	12,87	17,078
Cota de altura a bombear (m)		800
Densidad del agua a bombear (kg/m <sup>3</sup> )		1000
Rendimiento de las bombas (ud)		0,8
Potencia de accionamiento de las bombas (MW)		167,54
Potencia contratada Tp (kW)		170.000

**Tabla 25: Características de la instalación**

Para el cálculo de la factura eléctrica se han empleado los siguientes datos de facturación para cada período, a lo cual hay que sumarle que se ha contratado la “Tarifa 6.3” en la cual el colectivo de aplicación de la conexión es de un voltaje mayor de 72,5 kV y menor de 145 kV, considerando esta conexión la más realista. A conexiones mayores, los precios serían más favorables.

Período	1	2	3	4	5	6
<b>Tp [€/kW año]</b>	18,916198	9,466586	6,92775	6,92775	6,92445	3,160887
<b>Te [€/kW año]</b>	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
<b>Tr [€/kVArh]</b>	-	-	-	-	-	-

**Tabla 26: Coste de la factura eléctrica según los periodos tarifarios**

A continuación se procederá a calcular los consumos eléctricos en los seis periodos de la tarifa contratada, siendo únicamente el período 6 de interés. De este modo resulta:

- ✓ Durante los días laborables del año la planta trabaja en las 8 horas valle → Período 6.
- ✓ Durante los fines de semana la planta trabaja las 24 horas diarias → Período 6.
- ✓ El total de las horas valle son 1800 horas.
- ✓ El total de las horas en fines de semana es de 2160 horas.
- ✓ Al trabajar únicamente 45 semanas, el mes de Diciembre solo trabaja 1 semana ya que las otras 3 se utilizarán para el mantenimiento de la planta.



Consumo (MWh)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
Enero	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Febrero	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Marzo	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Abril	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Mayo	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Junio	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Julio	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Agosto	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Septiembre	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Octubre	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Noviembre	-	-	-	-	-	58.972,38	58.972,38
Diciembre	-	-	-	-	-	14.743,10	14.743,10
TOTAL	-	-	-	-	-	663.439,31	663.439,31

Tabla 27: Consumo en MWh de la planta en cada mes del año

Gráficamente, el consumo por cada mes queda representado como se muestra a continuación:

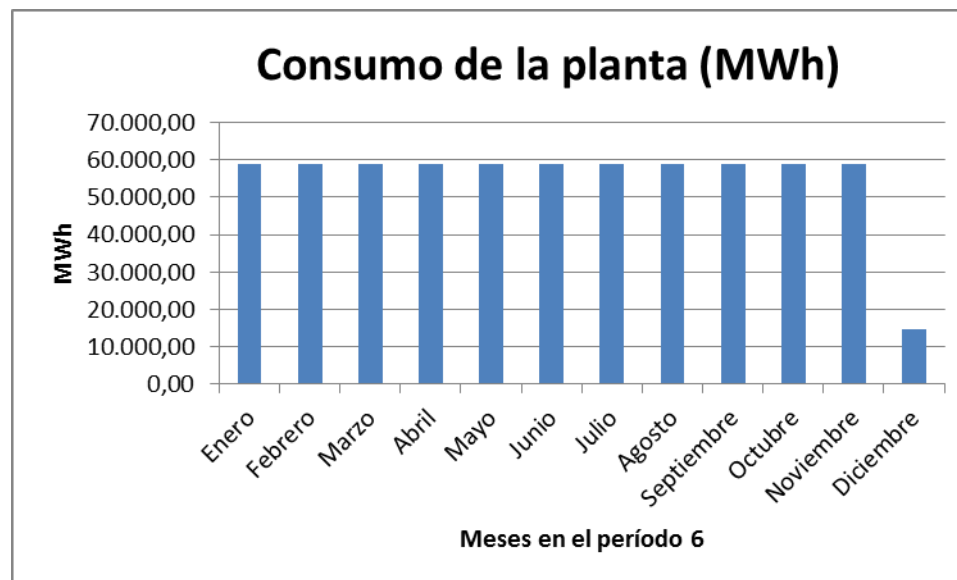


Figura 12: Consumo de la planta en MWh en cada mes del año





Seguidamente, se multiplicarán por los términos de energía ( $T_e$ ) correspondiente con lo que se obtendría el coste de la energía consumida durante todo el año de la planta en €, resultando:

Consumo (€)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
Enero	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Febrero	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Marzo	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Abril	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Mayo	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Junio	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Julio	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Agosto	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Septiembre	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Octubre	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Noviembre	-	-	-	-	-	71.120,69	71.120,69
Diciembre	-	-	-	-	-	17.780,17	17.780,17
<b>TOTAL</b>	-	-	-	-	-	800.107,81	800.107,81

Tabla 28: Coste de los consumos eléctricos en cada mes del año del período 6

Como se ha dicho anteriormente a este coste habría que añadirle un 15%, a causa de los costes de la iluminación y demás consumos de la planta, con lo cual quedaría el coste energético igual a 920.123,97 €.

El término de potencia resultaría en cada uno de los periodos como:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Pot. Contratada (kW)	-	-	-	-	-	170.000
Tp [€/kW año]	-	-	-	-	-	3,160887
Coste pot. (€)	-	-	-	-	-	537.350,79
<b>TOTAL (€)</b>	537.350,79					

Tabla 29: Total de los gastos en términos de potencia contratada

Sumando los dos términos, el de potencia contratada más el del consumo eléctrico, quedaría un coste total energético de 1.337.458,7 €, a los que habría que añadirle los impuestos.



En total los costes de consumo añadiendo los impuestos resultarían:

Coste total de la energía consumida	
Coste de la potencia contratada (€)	537.350,79
Coste del consumo (€)	800.107,81
Coste TOTAL (€)	1.337.458,60
Costes con destinos específicos: 2,566 %	1.371.777,79
Impuesto eléctrico: 5,113 %	1.442.191,14
IVA: 21%	1.745.051,28
Coste final de la factura eléctrica (€)	1.745.051,28

**Tabla 30: Total de los costes de la factura eléctrica**

Siendo el coste final de la factura eléctrica consumida por la planta desaladora de 1.745.051,28 €.

### **3.4.3. Ingresos sobre la venta de la energía eléctrica generada**

#### **3.4.3.1. Introducción**

Como se ha explicado en el apartado “2.4. Panorama energético”, los ingresos que pueda realizar la central reversible y el grupo de turbinado de recuperación de energía, son a través de la venta de la energía generada a precio de mercado, conocido como precio “Pool”. Dicho precio es facilitado por el operador del mercado eléctrico OMIE que se estudiará a continuación. A continuación se muestra la gráfica del mínimo, máximo y media aritmética del precio de la casación del mercado diario en España en el 2013. Dividiendo el precio medio aritmético entre el número de meses en un año podríamos obtener el precio medio de mercado “Pool” en 2013, y se utilizará para calcular los ingresos sobre la venta de la energía eléctrica generada.

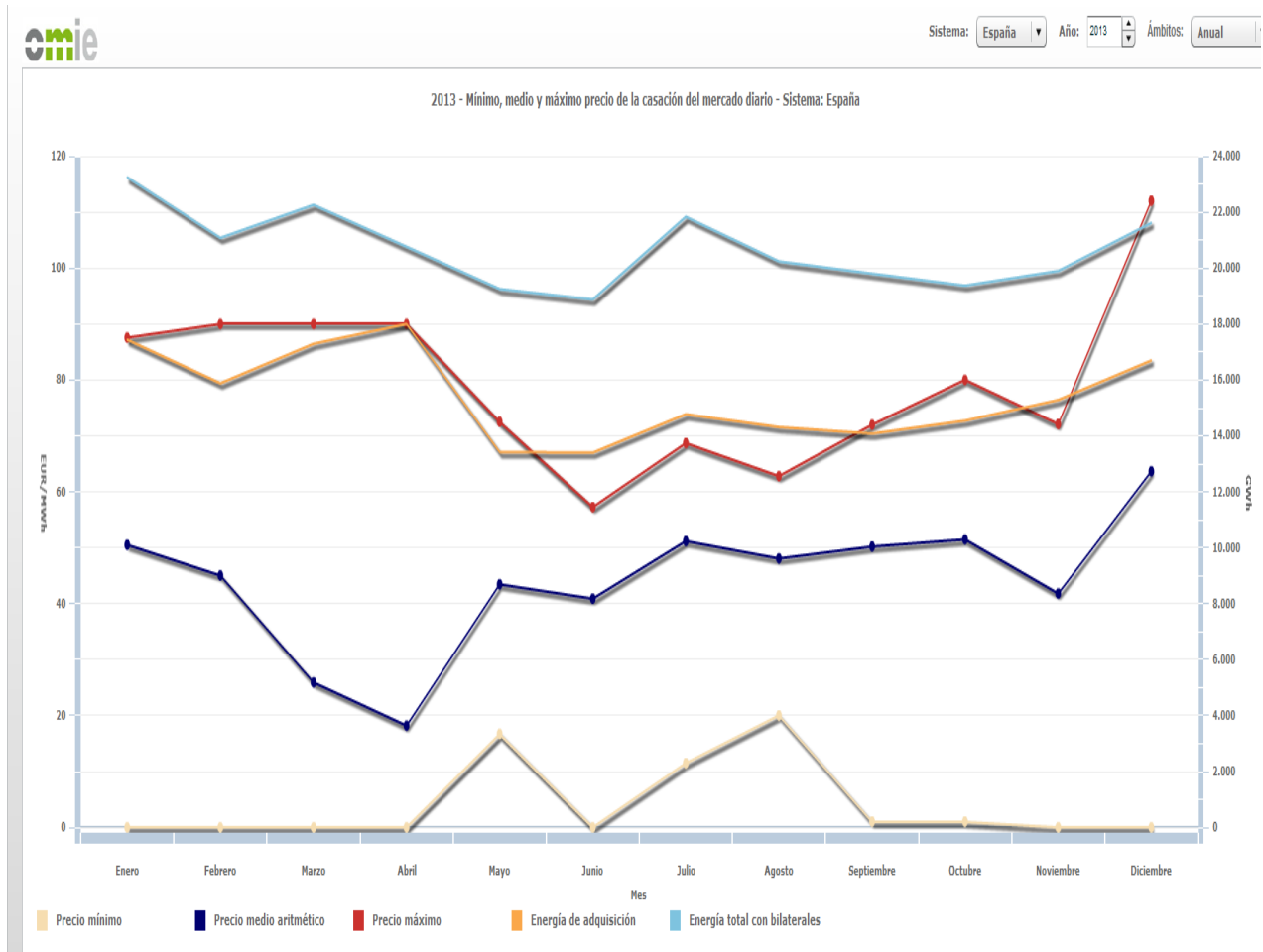


Figura 13: Precios a pool de la energía en España según OMIE



Los precios y la media total de los valores se muestran en la siguiente tabla:

MES	Precio mínimo (cent/kWh)	Precio medio aritmético (cent/kWh)	Precio máximo (cent/kWh)	Energía de adquisición (GWh)	Energía total con bilaterales (GWh)
Enero	0	50,50	87,54	17.443	23.248
Febrero	0	45,04	90,00	15.888	21.074
Marzo	0	25,92	90,00	17.292	22.264
Abril	0	18,17	90,00	18.002	20.766
Mayo	16,70	43,45	72,50	13.422	19.254
Junio	0	40,87	57,25	13.405	18.874
Julio	11,50	51,16	68,69	14.772	21.838
Agosto	20,00	48,09	62,80	14.316	20.234
Septiembre	1,00	50,20	72,00	14.083	19.798
Octubre	1,00	51,49	79,99	14.542	19.374
Noviembre	0	41,81	72,08	15.284	19.897
Diciembre	0	63,64	112,00	16.699	21.609
<b>MEDIA</b>	<b>4,18</b>	<b>44,20</b>	<b>79,57</b>	<b>15.429</b>	<b>20.686</b>

**Tabla 31: Precios según OMIE de la electricidad**

Se obtiene para el precio de adquisición “Pool” considerado el valor de 44,20 cent€/kWh. Aunque los precios para el año 2014 pueden fluctuar.

### 3.4.3.2. Ingresos

La planta está diseñada para tener una potencia instalada de 50MW, que son generados a través de dos grupos de turbinado. El primer grupo turbinado el agua trabajando como central reversible, mientras que el segundo grupo turbinado el agua de la salmuera de rechazo, utilizando la presión a la que sale esta para generar energía eléctrica. La generación de la energía eléctrica a través de los dos grupos se muestra en la siguiente tabla:



<b>Generación de electricidad</b>	
<b>Grupo 1</b>	
Caudal continuo de la central reversible (m <sup>3</sup> /s)	6,74
Altura manométrica (m)	665
Rendimiento en ejes de la turbina (%)	0,9
Horas de funcionamiento	7560
Potencia instalada (kW)	43.969.401,00
Producción en la central reversible (kWh/año)	332.408.671,56
<b>Grupo 2</b>	
Caudal continuo de rechazo (m <sup>3</sup> /s)	1,102
Altura manométrica (m)	550
Rendimiento en ejes de la turbina (%)	0,9
Horas de funcionamiento	7560
Potencia instalada (kW)	5.945,84
Producción en el rechazo de la salmuera (kWh/año)	44.950.557,96
<b>Producción TOTAL (kWh/año)</b>	<b>377.359.229,52</b>

Tabla 32: Producción total de la electricidad en la planta desaladora

En la siguiente tabla se muestran los ingresos por venta de energía de cada uno de los grupos, mostrando los ingresos totales que podría percibir la planta desaladora generando electricidad:

<b>Ingresos por la electricidad</b>	
<b>Grupo 1</b>	
Producción en la central reversible (kWh/año)	332.408.671,56
<b>Grupo 2</b>	
Producción en el rechazo de la salmuera (kWh/año)	44.950.557,96
<b>Producción TOTAL (kWh/año)</b>	<b>377.359.229,52</b>
Precio medio aritmético (€/MWh)	44,20
<b>Ingresos por la electricidad TOTAL (€)</b>	<b>16.677.391,15</b>

Tabla 33: Ingresos por la venta de la electricidad a precio POOL

Los ingresos que obtendría la planta vendiendo la energía generada ascenderían a 16.677.391,15 €.



### **3.5. Aprovechamiento del agua desalada**

#### **3.5.1. Introducción**

La primera década del siglo XXI ha conducido a cambios acelerados en los ámbitos de la globalización, la integración europea, el papel de la agricultura en la alimentación a escala mundial, la concreción del mundo rural en el desarrollo sostenible y el avance en la definición de los escenarios del cambio climático. Recientemente la crisis financiera a escala global, ha repercutido en las expectativas de crecimiento de los países europeos, afectando a la economía agricultura andaluza.

El regadío andaluz como motor de la agricultura y dinamizador de nuestra industria agroalimentaria, debe desarrollar su elasticidad ante este complejo cambio. El sector del regadío representa un 76% de la producción total agrícola un 63% de la producción final agraria en España y las ayudas a la agricultura que aporta la UE están cada vez más desvinculadas de la producción.

No se puede obviar la situación económica y social que el país atraviesa y por consiguiente el presupuestario en que las administraciones públicas se encuentran. En base a esto, se hace necesario mejorar y optimizar la eficiencia de los recursos públicos y privados.

En la actualidad la superficie regable en Andalucía es de 1.176.588ha y la superficie regada es de 1.106.394ha. Esto supone que en la actualidad se encuentra en regadío un 24.6% de la superficie agrícola en Andalucía (4.845.000ha), y que un 33% del regadío en España (3.316.296 ha) se encuentra en Andalucía.

Uno de los aspectos que cabe señalar, es que se ha superado las previsiones sobre superficie de regadíos en las distintas planificaciones realizadas, lo cual indica la necesidad de control del dominio público hidráulico.

Respecto al origen del agua, la mayor parte de la superficie regada (669.679 ha) utiliza agua de origen superficial (60,8%), 423.153 ha utilizan agua de origen subterráneo (38,2%), 10.979 ha utilizan agua reutilizada (1,0%) y únicamente 2.584 ha utilizan agua desalada (0,2%).

El poco uso de agua desalada (0,2%) se debe al coste del propio agua, estando el valor en 2008 en 0,393 €, una auténtica barbaridad en comparación con el agua de superficie. El coste medio del agua es de 0,082 €/m<sup>3</sup> y tiene un incremento del 60% con respecto al coste medio de 1997. Este incremento se debe fundamentalmente al aumento del precio de la energía. El coste del agua por origen de recurso se muestra en la siguiente tabla:



Coste del agua (€/m <sup>3</sup> )		
Origen del agua	Año 1997	Año 2008
Superficial	0,04	0,059
Subterránea	0,09	0,137
Reutilizada	-	0,206
Desalada	-	0,393

Tabla 34: Costes del agua

### 3.5.2. Ingresos por venta del agua desalada

Los ingresos por la venta del agua desalada son simples de calcular. El precio de agua desalada de 0,393 €/m<sup>3</sup> en el año 2008 es una buena referencia a tomar, sin embargo se decide disminuir el precio hasta los 0.200 €/m<sup>3</sup>, disminuyendo este en un 49% con respecto al precio de 2008. A través de la reducción del precio, se intenta ser más competitivo con los demás orígenes y evitar que el agua subterránea no sea agotada por su consumo extremo en regadío.

Los ingresos resultan:

Ingresos a partir del agua desalada	
Producción de agua desalada (m <sup>3</sup> /año)	30.000.000,00
Coste del agua desalada (€/m <sup>3</sup> )	0,20
Ingresos TOTALES (€)	6.000.000,00

Tabla 35: Ingresos por la venta del agua desalada

Los ingresos obtenidos a través de la venta del agua desalada es de 6.000.000 €.



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---





## **Parte 3: Estudio económico**



## **4. Estudio Económico**

### **4.1. Introducción**

En este capítulo se analizan los costes de construcción de las obras necesarias para desarrollar los aprovechamientos que se proponen en este proyecto. Para su valoración se ha procurado seleccionar criterios e indicadores sencillos de aplicar y contrastados por la experiencia.

Se ha considerado en todos los casos que la central hidroeléctrica sirve a una desaladora con capacidad total de producción de 30 hm<sup>3</sup>/año y a una central reversible de generación eléctrica.

Los cálculos de la inversión necesaria se van a desglosar en tres:

- ✓ El coste de los terrenos.
- ✓ El coste de los servicios afectados.
- ✓ El coste de la construcción de la planta.

### **4.2. Inversión**

#### **4.2.1. Terrenos**

##### **4.2.1.1. Descripción general**

El ámbito de estudio, como ya se ha explicado en reiteradas ocasiones, queda localizado en el Suroeste de la provincia de Almería. El término municipal de Enix se encuentra en la ladera de la Sierra de Gádor, perteneciente a la cadena litoral de las cordilleras Béticas.

La zona a estudio se caracteriza por presentar un relieve muy inclinado y surcado por pequeños barrancos y ramblas. Los suelos presentan escaso desarrollo y una profundidad



limitada con contenidos en materia orgánica mínima. Dominan los portes de matorral mixto y aparecen pequeñas manchas de repoblación de pino.

La planta desaladora se encuentra cercana a la playa de El Palmer, en la franja costera entre los términos municipales de Almería y Roquetas de Mar. Las conducciones de agua bruta, incluido sus bombeos intermedios y la balsa de regulación, discurren íntegramente por el término municipal de Eníx, mientras que las conducciones de agua tratada afectan a los términos de Roqueta de Mar, Vícar, La Mojonera y El Ejido.

#### **4.2.1.2. Actividad económica**

La población de Eníx se dedica principalmente a la agricultura con cultivos de huerta dedicados a los cítricos y frutales, seguidos de olivar y viñas, aunque estas últimas están ya en la actualidad desaparecidas.

El incipiente turismo rural es otra de las actividades cada día más en auge, sobre todo en la parte costera. Aunque hay que hacer un pequeño inciso insistiendo en que la planta no afectará negativamente a este.

#### **4.2.1.3. Usos del territorio**

Al margen del uso turístico de la zona de El Palmer, no existe uso en la zona de estudio. Tanto la desaladora como las balsas y las impulsiones se localizan en parcelas a las que no tiene asignado ningún uso.

#### **4.2.1.4. Criterios de expropiación**

Se definen tres tipos de afección para la correcta ejecución del proyecto:

- ✓ Superficie de expropiación forzosa:

Se define como expropiación forzosa aquella actuación sobre el terreno por medio de la cual el titular de las tierras pierde la propiedad de éstas de una forma permanente. Se realizará expropiación forzosa en los terrenos ocupados por la planta desaladora, el depósito de agua potable y por la balsa de regulación y pretratamiento, debido al carácter permanente de las construcciones:



Expropiación forzosa		
Construcción	Municipio	m <sup>2</sup>
Planta desaladora	Eníx	15.000
Depósito agua potable		14.000
Balsa de regulación y pretratamiento		180.000
<b>TOTAL</b>		<b>209.000</b>

Tabla 36: Superficie expropiada forzosamente para la construcción de la planta

✓ Superficie de servidumbre:

Se define como imposición de servidumbre las correspondientes franjas de terrenos sobre los que es imprescindible imponer una serie de gravámenes, al objeto de limitar el ejercicio del plano del inmueble.

Las franjas de terreno tienen una anchura variable, en función de la naturaleza u objeto de la correspondiente servidumbre.

En los tramos de tubería enterrada, la zona de servidumbre será de acueducto y esta quedará a disposición de la Administración propietaria de las infraestructuras de las transferencias para poder efectuar obras de reparación o mantenimiento de las conducciones.

El establecimiento de servidumbre no impide que el propietario del predio sirviente pueda cerrarlo o cercarlo, así como cultivarlo y plantar árboles. Sin embargo las plantaciones no deben suponer perjuicio para la conducción y sus instalaciones anejas, ni imposibilitar las reparaciones e inspecciones necesarias.

La superficie total afectada es:

Expropiación de servidumbre	
Municipio	m <sup>2</sup>
Eníx	3.500
Roquetas de Mar	10.850
Vívar	25.000
La Mojonera	20.500
El Ejido	48.500
<b>TOTAL</b>	<b>108.350</b>

Tabla 37: Superficie expropiada de servidumbre para la construcción de la planta



✓ Superficie de ocupación temporal:

Se define como ocupación temporal aquellas franjas que resultan estrictamente necesarias de ocupar para llevar a cabo la correcta ejecución del proyecto y por un espacio de tiempo determinado, generalmente coincidente con el período de finalización de ejecución de las mismas.

La anchura de las franjas es variable según las características de la explanación, la naturaleza del terreno y del objeto de la ocupación. Estas zonas sirven tanto para el tráfico de los vehículos de obra y maquinaria, como para el acopio de tuberías y de las tierras procedentes de la excavación.

Como criterio básico general se considerarán dos zonas que colindan con la tubería; la primera es donde se depositan los productos de la excavación y la otra sirve para mover la maquinaria.

En total se ocupan:

<b>Expropiación temporal</b>	
<b>Municipio</b>	<b>m<sup>2</sup></b>
<b>Enix</b>	32.000
<b>Roquetas de Mar</b>	58.000
<b>Vívar</b>	205.000
<b>La Mojonera</b>	110.000
<b>El Ejido</b>	200.000
<b>TOTAL</b>	605.000

Tabla 38: Superficie expropiada temporalmente para la construcción de la planta

#### 4.2.1.5. Estimación del coste de expropiación

Los precios unitarios de justiprecios de expropiación en los municipios de Berja, Dalías, El Ejido, La Mojonera, Vícar y Roquetas de Mar se recogen a continuación.

Se han seguido los siguientes criterios de valoración:

- ✓ Expropiación definitiva: 100% del valor del terreno
- ✓ Expropiación de servidumbre: 50% del valor del terreno



- ✓ Expropiación temporal: 25% del valor del terreno

Lo cual los costes de expropiación son:

Tipo expropiación	Coste
Expropiación forzosa (€)	100.000,00
Expropiación de servidumbre (€)	25.921,05
Expropiación temporal (€)	71.057,50
<b>TOTAL (€)</b>	<b>196.978,55</b>

**Tabla 39: Costes de las expropiaciones**

Redondeando resultaría un coste sobre los terrenos de 200.000 €.

## **4.2.2. Servicios afectados**

### **4.2.2.1. Introducción**

Las obras afectarán tanto a bienes públicos como privados, como consecuencia de las labores propias de la excavación de la zanja, la construcción del camino de obra y la utilización de zonas aledañas para acopiar material.

#### **4.2.2.2. Servicios afectados**

En esencia y como se va a especificar a continuación los servicios afectados son los siguientes:

- ✓ Conducciones de riego: se afectan conducciones de riego enterradas de diversa características que serán restituidas con igual sección, pendiente, material que las actuales.
- ✓ Conducciones de abastecimiento: se afectan conducciones abastecimiento de diversa características que serán restituidas con igual sección, pendiente, material que las actuales.



- ✓ Cerramientos: se afectan cerramientos de diversa características que serán restituidas con igual dimensiones y materiales que las actuales.
- ✓ Líneas eléctricas: Se afectan líneas eléctricas subterráneas de Alta y Baja tensión, al igual que algunos postes aéreos. Las mismas serán restituidas con iguales características que las actuales.
- ✓ Líneas telefónicas: Se afectan líneas telefónicas subterráneas que serán restituidas con iguales características que las actuales.
- ✓ Obras de drenaje: se afectan conducciones de drenaje y cunetas que serán necesarias reponer. Las mismas será restituidas con igual sección, pendiente y material que las actuales.
- ✓ Obras de caminos: corresponden a carreteras y caminos locales que deberán ser restituidas.
- ✓ Obras de edificación: la edificación afectada será restituida en dimensiones y características según las condiciones originales.

#### **4.2.2.3. Coste de los servicios afectados**

Se estima un coste total de reposición de los servicios afectados de 175.000 €.

#### **4.2.3. Construcción de la planta**

##### **4.2.3.1. Introducción**

Para valorar los costes de las obras de estación de bombeo, conducciones, balsas y centrales hidroeléctricas se han consultado los resultados alcanzados en el estudio “Análisis económicos” incluido en Plan hidrológico Nacional de 2000. Los costes así obtenidos se han incrementado en un 15% para tener en cuenta el coste añadido por el hecho de que todos los elementos estén en contacto con agua salada.

Para valorar la inversión necesaria para la construcción de la planta desaladora se ha partido de los resultados de la Tesis Doctoral de D.David Martínez Vicente “Estudio de la viabilidad técnico económica de la desalación de agua de mar por ósmosis inversa en



España” del año 2003. De acuerdo con el autor, en plantas de tamaño de la que aquí se plantea, los costes de inversión se sitúan entorno de los 600€/m<sup>3</sup>/día para la desaladora. Para la central reversible y todo su equipamiento se considera que cada MW construido cuesta unos 1.000.000 €, siendo muy generosos en los materiales de construcción.

La inversión que se va a alcanzar es aproximada y únicamente permitirá comparar la desalación propuesta con la desalación convencional actual en España.

#### 4.2.3.2. Costes de la planta

La totalidad de los costes de la planta se muestran a continuación:

Costes de la planta	
Potencia de la central reversible (MW)	50
Q continuo en la central reversible (m <sup>3</sup> /s)	6,74
Coste de cada MW instalado	1.000.000,00
<b>Coste de la central reversible (€)</b>	<b>50.000.000,00</b>
Cantidad de agua desalada (hm <sup>3</sup> /año)	30
Q continuo en la balsa de regulación (m <sup>3</sup> /s)	4,208
Q continuo en la balsa de regulación (m <sup>3</sup> /día)	190.442,06
<b>Coste de la desaladora (€)</b>	<b>114.265.234,29</b>
<b>Coste de la planta TOTAL (€)</b>	<b>164.265.234</b>
<b>Coste de la planta TOTAL + 15% por agua salada (€)</b>	<b>188.905.019,43</b>

**Tabla 40: Costes de la planta**

Cabe resaltar que el coste total de la planta, asumiendo un 15% de coste más por el hecho de que el equipo trabaje con agua salada, es de 188.905.019,43 €.





#### 4.2.4. Inversión total necesaria para la construcción de la planta

La inversión necesaria total se muestra en la siguiente tabla resumen:

<b>INVERSIÓN</b>		
<b>Terreno</b>		
Expropiación forzosa	100.000,00 €	
Expropiación de servidumbre	25.921,05 €	
Expropiación temporal	71.057,50 €	
<b>TOTAL</b>		<b>196.978,55 €</b>
<b>Servicios afectados</b>		
Conducciones de riego		
Conducciones de abastecimiento		
Cerramientos		
Líneas eléctricas		
Líneas telefónicas		
Obras de drenaje		
Obras de caminos		
Obras de edificación		
<b>TOTAL</b>		<b>175.000,00 €</b>
<b>Construcción de la planta</b>		
Central reversible	50.000.000,00 €	
Desaladora	114.265.234,29€	
15% por agua salada	115%	
<b>TOTAL</b>		<b>188.905.019,43 €</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN</b>		<b>189.276.997,98 €</b>

Tabla 41: Inversión necesaria para la construcción de la obra



### **4.3. Costes de explotación de la planta**

#### **4.3.1. Introducción**

Para valorar económicamente la explotación de la planta se contemplan los siguientes conceptos:

- ✓ Costes de operación y explotación del sistema.
- ✓ Costes relativos a los trabajos de conservación y mantenimiento.
- ✓ Costes de reposición y reparación de instalaciones.
- ✓ Gastos de administración y costes indirectos del organismo gestor.

En el caso de las obras públicas hidráulicas de distribución y regulación, los valores que habitualmente se adoptan para estimar los costes son el 0,75% del valor de la inversión inicial para los trabajos de operación, reposición y mantenimiento y el 0,15% para costes indirectos y de administración. Estos coeficientes son los que se van a tener cuenta en el cálculo de los costes de explotación.

En el caso de la estación desaladora, para las plantas con capacidad de producción similar a las que se propone en este proyecto, se deducen unos costes de explotación y mantenimiento de 12,25c€ por m<sup>3</sup> de agua producto (D. Martínez 2003). A este valor se le descuentan los 2,25 c€, ya que los equipos instalados han ido evolucionando tecnológicamente durante los años y ya no es tan alto. El coste de explotación y mantenimiento final se quedaría en 10,00 c€ por m<sup>3</sup>. Este coste incluye los gastos de personal, reposición de membranas, reposición de cartuchos de filtro y reactivos químicos. Este coste que se ha planteado es bastante alto en comparación con los demás costes de explotación, pero igualmente de válido e importante de añadir.



#### 4.3.2. Costes de explotación totales

Los costes de explotación se observan en la siguiente tabla:

Costes de explotación		
Coste de la planta TOTAL (€)		188.905.019,43
Costes de explotación de las obras públicas de distribución y regulación		
Costes de operación, reposición y mantenimiento (% inversión)	0,75%	1.416.787,65
Costes indirectos y de administración (% inversión)	0,15%	283.357,53
Costes de explotación de las obras públicas de distribución y regulación TOTALES		1.700.145,17
Coste de explotación de la estación desaladora 30 hm <sup>3</sup>		
Coste de explotación y mantenimiento (c€)	10,00	3.000.000,00
Coste energía consumida (€)		1.745.051,28
Coste de explotación TOTAL (€)		6.445.196,45

Tabla 42: Costes de explotación

El coste de la explotación total sería de 6.445.196,45 € cada año en la que la desaladora y la central reversible estuvieran funcionando al mismo tiempo y durante sus horas de funcionamiento.



## **4.4. Valoración de la inversión**

### **4.4.1. Introducción**

A continuación se analizará la valoración financiera del proyecto, en la cual se explicará brevemente cada paso de la valoración y finalmente se expondrán los resultados. Anteriormente se obtuvieron todos los datos necesarios para poder efectuar la valoración. Estos son:

- ✓ Cantidad de la inversión inicial necesaria.
- ✓ Costes anuales de explotación.
- ✓ Ingresos obtenidos a partir de la planta.

Para hacer la valoración de la empresa se va a utilizar el método de “Descuento de flujo de caja”, puesto que es el más realista ya que hablamos de la creación de una nueva empresa, por lo cual las técnicas de “Múltiplos de transacciones” y “Múltiplos comerciales” no se pueden emplear ante la falta de datos.

### **4.4.2. Descuento de flujo de caja**

El descuento de flujo de caja se basa en los “cash flows” generados por el activo de explotación neto de la empresa, en este caso la planta desaladora propuesta. Este tipo de flujo de caja se denomina “Free Cash Flow” (FCF) internacionalmente. El activo de explotación neto es la resta entre el activo de explotación (AE, inmovilizado y activo circulante) y el pasivo de explotación (PE).

El FCF es utilizado mayoritariamente por las empresas ya que cuenta con un exceso en el flujo que normalmente necesita las empresas para sus operaciones diarias y para la renovación de sus activos que va al final a los accionistas y acreedores. Por ello se utiliza el FCF, puesto que es de donde los accionistas y acreedores van a recibir sus beneficios.



El “Free Cash Flow” tiene la siguiente estructura:

<b>EBIT</b>	<b>Beneficio antes de impuestos</b>
<b>- Impuestos</b>	Impuestos de sociedades multiplicado por el EBIT
<b>+ Depreciación y Amortización</b>	Se adicionan los gastos de amortización y depreciación porque no suponen ningún desembolso de caja
<b>- Cambio en los fondos propios</b>	La inversión en fondos propios requerida para el funcionamiento futuro de la compañía
<b>- CapEx</b>	- La nueva inversión en inmovilizado
<b>- Cambio en el activo y el pasivo de explotación</b>	Activo a pasivo a largo plazo que pueda ser necesario para el funcionamiento futuro de la empresa
<b>- Otros factores</b>	Otros elementos necesarios para calcular el FCF
<b>= Free Cash Flow</b>	Flujo de caja disponible para pagar a los accionistas y acreedores

**Tabla 43: Free Cash Flow**

Para obtener el valor presente de cada flujo hay que descontar el FCF ya que el valor del dinero en el futuro no es el mismo que a día de hoy. Para descontar el FCF hay que aplicar una tasa de descuento. Para obtener la tasa de descuento se calculará a través del método “WACC” (Weight Average Cost of Capital).

#### 4.4.2.1. WACC

El WACC es la tasa de retorno medio ponderada en función de la estructura de capital que se escoja y se calcula como:

$$WACC = K_e * \frac{E}{E+D} + K_d * \frac{D}{E+D} * (1 - T_c)$$



En donde:

- ✓  $K_e$  es la rentabilidad exigida a las acciones, es decir el coste de oportunidad para que los accionistas no se vayan a activos menos arriesgados.
- ✓  $K_d$  es el coste de la deuda, el cual se multiplica por  $(1 - T_c)$  que es el impuesto sobre las sociedades, debido a que la deuda es desgravable.
- ✓  $E$  es el capital aportado por los accionistas, el 50% de la inversión necesaria.
- ✓  $D$  es el valor de la deuda, el 50% de la inversión necesaria.

$K_e$  se calcula a través del modelo de regresión lineal denominado CAPM (Capital Asset Pricing Model) y tiene la siguiente fórmula:

$$K_e = r_f + \beta * (r_M - r_f)$$

En dónde:

- ✓  $r_f$  es la tasa de rentabilidad sin riesgo, que normalmente es la tasa del bono a 20 años del país dónde se hace la inversión.
- ✓  $r_M$  es la rentabilidad esperada por el accionista que invierte en el proyecto.
- ✓  $\beta$  mide la volatilidad del mercado en el que se basa el proyecto.

#### **4.4.3. Evaluación de la rentabilidad**

##### **4.4.3.1. Introducción**

La rentabilidad de un proyecto se puede medir a través de varias medidas. Aquí se trabajarán las más comunes, que son el VAN, la TRS (Tasa de retorno simple, conocido internacionalmente como payback), la TIR y el índice de rentabilidad.



#### 4.4.3.2. VAN

El VAN es el valor actual neto y está basado en el descuento de flujo de caja. Se calcula descontando todos los flujos de caja generados por el proyecto y comparándolos con la inversión inicial que se ha hecho. La fórmula es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{FCF_t}{(1+r)^t}$$

En dónde:

- ✓  $I_0$  es la inversión inicial necesaria.
- ✓ FCF es el flujo de caja.
- ✓  $r$  es la tasa de descuento.
- ✓  $t$  es el número de periodos considerados, 25 años en la planta desaladora.

Una vez hallado el VAN se dice qué:

- ✓ Si  $VAN > 0$  el proyecto es rentable porque se obtendrá más rentabilidad que la requerida por el accionista.
- ✓ Si  $VAN = 0$  la rentabilidad es la exigida por los accionistas y cumple la rentabilidad mínima.
- ✓ Si  $VAN < 0$  el proyecto no es rentable porque no se cumple la rentabilidad mínima exigida.

#### 4.4.3.3. Tasa de retorno simple, payback

La tasa de retorno simple evalúa cuanto tiempo tardan los flujos de caja en pagar el valor de la inversión inicial. Este criterio normalmente no tiene en cuenta el valor temporal del dinero, aunque también se puede utilizar teniendo en cuenta este, lo cual ofrece un valor mucho más realista porque el FCF descontado disminuye bastante con el tiempo.



El valor se calcula viendo entre que periodos se puede recuperar la inversión inicial y realizando un cálculo con el FCF acumulado entre esos mismos periodos.

Tasa de retorno simple = Año en el que se recupera más el FCF acumulado (negativo en valor absoluto) entre la suma de los FCF acumulados de los periodos de la recuperación de la inversión.

#### 4.4.3.4. TIR

La tasa interior de retorno o rentabilidad es la tasa en la que el VAN se hace cero. Cuanto mayor sea la TIR, mayor será la rentabilidad del proyecto. Para poder valorar el proyecto hay que comparar la TIR con el tipo de interés sin riesgo. Si la TIR es mayor, el proyecto se acepta, si es menor se rechaza. Aquí se trabajará con el bono del tesoro español a 20 años. La fórmula de la TIR es:

$$0 = -I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{FCF_t}{(1 + TIR)^t}$$

En la que hay que despejar la TIR.

#### 4.4.3.5. Índice de rentabilidad

El índice de la rentabilidad es el cociente entre el VAN y la inversión inicial del proyecto. Se expresa como:

$$IR = \frac{VAN}{|I_0|}$$

Si el IR es mayor que uno la inversión se debería de aceptar, si es menor que uno la inversión se rechazaría.





#### **4.4.4. Cálculos de la valoración de la inversión**

##### **4.4.4.1. Introducción**

Tras exponer las técnicas de valoración que se van a usar para valorar financieramente este proyecto se procede a realizar los cálculos del FCF. Con los datos de los capítulos anteriores se tienen casi todos los elementos, sin embargo quedan varios cálculos pendientes para poder calcular el FCF y la tasa de descuento:

- ✓ El coste de la deuda y de capital, así como el tipo de deuda con la que se va a financiar la planta, para poder calcular el WACC.
- ✓ La inflación (IPC), ya que esta no se debería dejar de tener en cuenta. Al considerar el IPC cambiará de manera ligera la tasa de descuento del VAN, pero el concepto es el mismo.
- ✓ La amortización.

##### **4.4.4.2. WACC**

Para poder calcular la tasa de descuento, es necesario saber el coste de capital y el coste de la deuda, para luego poder aplicar la fórmula del WACC anteriormente descrita.

###### **4.4.4.2.1. Coste de capital**

Anteriormente se describió la fórmula del CAPM para calcular el coste de capital. Sin embargo, al no tener información sobre la  $\beta$  para este caso, se decide asumir que el coste de capital se encontrará un 4% por encima del bono español a 20 años, que en estos momentos se encuentra en un 3,805% como se puede apreciar en la gráfica:



Figura 14: Bono español a 20 años

Por lo tanto se decide que el coste de oportunidad es de un 4% y el coste de capital quedaría como:

$$K_e = 7.805\%$$

#### 4.4.4.2.2. Coste de la deuda

El coste de la deuda dependerá del préstamo que se le pedirá al banco para financiar la inversión inicial. En este proyecto se ha decidido financiar un 30% de la inversión inicial, que serían unos 98.215.683,17 €. Para este proyecto se ha decidido preguntar a BANKIA y a su departamento de préstamos que cuales serían los mínimos intereses a pagar para financiar un proyecto de estas características.

Se llegó a la conclusión por este departamento de BANKIA que las tasas de interés a pagar serían de:

$$4,5\% + EURIBOR$$

El Euribor a día de hoy está a día de hoy a 0,601% que sería el porcentaje a sumar, con lo que se obtendría un valor total de coste de la deuda de 5,101%.



#### 4.4.4.2.3. Cálculo del WACC

El cálculo se realiza con la formula anteriormente descrita y la tasa de descuento resultaría:

Cálculo del WACC	
Rentabilidad exigida a las acciones ( $K_e$ )	7,805%
Capital aportado por accionistas E (50% inversión)	94.638.498,99 €
Capital aportado por banco D (50% inversión)	94.638.498,99 €
Coste de la deuda ( $K_d$ )	5,101%
Impuesto sobre sociedades ( $T_c$ )	20%
WACC	5,943%

Tabla 44: Parámetros para el cálculo del WACC

Teniendo en cuenta las hipótesis de cálculo, el WACC obtenido sería el mostrado por la tabla y tendría un valor de 5,943%. Hay que comentar también que el coste de la deuda desgrava a efectos de Hacienda, por lo que existiría un ahorro significativo de un 20% en el coste de la deuda.

#### 4.4.4.3. Tasa de inflación IPC

Como ya se comentó anteriormente, la inflación será una componente más en la valoración del proyecto. Puesto que este valor es complicado de estimar, se hará una estimación realista del valor del IPC basado en las estimaciones del BCE que ha hecho para el 2014 Q1. Estos datos indican una inflación del 1,1% en el año presente, una estimación de 1,3% para el año siguiente 2015, que subiría hasta el 1,5 % en 2016, siendo la estimación a largo plazo de 1,9%, lo cual será la inflación fijada como objetivo de todos los años siguientes.

La inflación solo empezará a afectar a los ingresos y costes a partir del primer año, por lo que para descontar el FCF hay que tener en cuenta la inflación del año anterior. La tasa de descuento del año 1 incluye la inflación del año cero, la del año 2 la inflación del año 1 y así sucesivamente. El año 25 contará con la tasa de inflación del año 19.

Por lo tanto la fórmula del VAN quedaría de la siguiente manera:



$$VAN = -I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{FCF_t}{(1 + g_n)(1 + r)^t}$$

En dónde:

- ✓  $g_n$  sería la tasa de la inflación IPC en porcentaje.

#### 4.4.4.4. Amortización

La planta desaladora va a tener un funcionamiento de 25 años estimado, ya que todos los componentes de la planta tendrán una vida útil de 25 años. En el caso de la amortización, se ha asumido que esta se debe amortizar en 20 años. De la inversión inicial se amortizará todo menos el terreno. Se ha decidido realizar una amortización lineal con el fin de simplificar los cálculos y se amortizará por ello la misma cantidad durante los 15 años. Por lo tanto la cantidad amortizada será:

$$Amortización = \frac{289.276.997,98 \text{ €} - 196.978,55 \text{ €}}{20} = 9.454.000,97 \text{ €/año}$$

Amortización	
Inversión inicial	189.276.997,98 €
Terrenos	196.978,55 €
Años	20
<b>Amortización en 20 años</b>	<b>9.454.000,97 €</b>

Tabla 45: Parámetros para el cálculo de la amortización



#### 4.4.4.5. Cálculo del FCF

Se dispone a calcular el Free Cash Flow con todos los datos calculados anteriormente. Hay que añadirle 1.000.000 € en concepto de primas, tanto por la generación de electricidad como por la generación de agua desalada y la ayuda que proporciona a los embalses de la comunidad andaluza. Este queda:

Free Cash Flow	
<b>Facturación</b>	<b>22.677.391,15 €</b>
<i>Venta electricidad</i>	<i>16.677.391,15 €</i>
<i>Venta de agua</i>	<i>6.000.000,00 €</i>
<b>Costes</b>	<b>6.445.196,45 €</b>
<i>Costes de explotación</i>	<i>6.445.196,45 €</i>
<b>EBITDA</b>	<b>16.232.194,69 €</b>
<i>Amortización (20 años)</i>	<i>9.454.000,97 €</i>
<b>EBIT</b>	<b>6.778.193,72 €</b>
<i>Impuesto de sociedades (20%)</i>	<i>1.355.638,74 €</i>
<b>Primas por la electricidad y por contribuciones</b>	<b>1.000.000,00 €</b>
<b>FCF</b>	<b>15.876.555,95 €</b>

Tabla 46: Cálculo del FCF



#### 4.4.4.6. Cálculos de la rentabilidad

Una vez calculado el FCF se va a evaluar la rentabilidad de la inversión por los cuatro métodos explicados anteriormente:

	Inversión inicial	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
<b>FCF</b>	-189.276.997,98 €	15.876.555,95 €	16.030.399,26 €	16.214.214,05 €	16.429.065,26 €	16.705.292,29 €	16.986.767,64 €	17.273.591,03 €
<b>IPC</b>	1%	1,10%	1,30%	1,50%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%
<b>Tasa de descuento</b>	-	0,93456	0,87254	0,81302	0,75607	0,70036	0,64874	0,60093
<b>Valor final</b>	-189.276.997,98 €	14.837.579,80 €	13.987.113,41 €	13.182.517,51 €	12.421.596,30 €	11.699.642,57 €	11.020.041,26 €	10.380.279,95 €

<b>VAN</b>	9.454.567,44 €
------------	----------------

<b>TIR</b>	6%
------------	----

<b>Payback</b>	21,42
----------------	-------

Tabla 47: Cálculo de la rentabilidad

Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
17.565.864,05 €	17.863.690,27 €	18.167.175,18 €	18.476.426,30 €	18.791.553,20 €	19.112.667,50 €	19.439.882,98 €
1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%
0,55665	0,51563	0,47763	0,44243	0,40982	0,37962	0,35164
9.777.997,23 €	9.210.973,48 €	8.677.122,22 €	8.174.482,04 €	7.701.208,95 €	7.255.569,28 €	6.835.932,95 €

<b>Índice de rentabilidad</b>	5,00%
-------------------------------	-------

Tabla 48: Cálculo de la rentabilidad



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

---

Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22
19.773.315,56 €	20.113.083,35 €	20.459.306,73 €	20.812.108,35 €	21.171.613,21 €	21.537.948,65 €	21.911.244,47 €	22.291.632,92 €
1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%
0,32573	0,30173	0,27949	0,25889	0,23981	0,22214	0,20577	0,19061
6.440.767,23 €	6.068.630,83 €	5.718.168,37 €	5.388.105,15 €	5.077.242,36 €	4.784.452,42 €	4.508.674,74 €	4.248.911,68 €

Tabla 49: Cálculo de la rentabilidad

Año 23	Año 24	Año 25
22.679.248,74 €	23.074.229,26 €	23.476.714,41 €
1,90%	1,90%	1,90%
0,17656	0,16355	0,15149
4.004.224,74 €	3.773.731,03 €	3.556.599,93 €

Tabla 50: Cálculo de la rentabilidad



Los datos obtenidos de los cálculos de la rentabilidad de la planta son muy prometedores:

- ✓ VAN = 9.454.567,44 €, lo cual es mayor que cero y por lo tanto indica que la instalación es rentable, ya que se obtendría una rentabilidad mayor que la exigida por el accionista.
- ✓ TIR = 6%, es un poco menor a la mínima exigida en proyectos de generación eléctrica, aunque se asume que la prima escogida es la correcta o incluso un poco inferior a la debida.
- ✓ Payback = 21,42 años, aunque es un retorno bastante alto en años, se considera correcto ya que la inversión realizada es muy alta.
- ✓ Índice de rentabilidad = 5%, es un índice mayor que cero por lo tanto se le saca en 25 años rentabilidad a la planta.





#### 4.4.4.7. Comparación desaladora de Carboneras

##### 4.4.4.7.1. Introducción

Se ha escogido la desaladora de Carboneras, que está situada también en Almería, para comparar la desalación por presión hidroestática descrita en este proyecto con la desalación de tipo convencional. Se escogió esta desaladora por compartir misma ubicación y características similares que la desaladora proyectada.

La desaladora de Carboneras tiene las siguientes características:

##### **Datos del proyecto**

Cliente:	ACUSUR. Ministerio de Medio Ambiente
Localización:	Carboneras (Almería)
País:	España
Puesta en funcionamiento:	2001
Población atendida:	600.000 hab.eq.

##### **Datos generales de la planta**

Tipo de contrato:	Diseño y operación
Capacidad (m <sup>3</sup> dia):	Producción 120.000
Factor de conversión:	45%

##### **Características de la planta**

Procesos	Captación mediante drenes
Recuperación de la energía:	Turbina Pelton



### **Características de la planta**

Número de líneas:	12
Tipo de toma:	Abierta
Pretratamiento:	Filtros arena presión filtros cartucho, ClONa, SO <sub>4</sub> H <sub>2</sub> , coagulante, SO <sub>3</sub> HNa, dispersante.
Postratamiento:	Cal apagada, CO <sub>2</sub>



#### 4.4.4.7.2. Costes de la inversión

La desaladora de Carboneras tiene una inversión muy inferior a la que se ha proyectada, ya que la construcción que hay que hacer es a nivel de complejidad inferior:

Conducción	11.640.270,58 €
Depósito de abastecimiento	4.130.661,94 €
Reposición de servidumbres y servicios afectados	442.863,73 €
Medidas correctoras de impacto ambiental	620.461,08 €
Obras complementarias	380.575,40 €
Seguridad y salud	206.762,14 €
<b>PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL</b>	
<b>17.421.594,87 €</b>	
Gastos generales 13%	2.264.807,33 €
Beneficio industrial 6%	
1.045.295,69 €	
<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA</b>	
<b>20.731.697,89 €</b>	
IVA 16%	3.317.071,66 €
<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN</b>	
<b>24.048.769,55 €</b>	
Expropiaciones	6.534,05
€	
Plan de vigilancia ambiental	479.093,86 €
Coordinación de seguridad y salud	87.107,97 €



Asistencia técnica a la D.O. Ambiental

130.661,96 €

**PRESUPUESTO CONOCIMIENTO ADMINISTRACIÓN**

**24.752.167,40 €**

Costes Internos de ACUAMED (% sobre P.E.M.) 1%

247.832,60 €

**TOTAL INVERSIÓN**

**25.000.000,00 €**

Como se puede apreciar la inversión es muy inferior a la inversión que hay que realizar para construir una desaladora vertical. En efecto, se puede cifrar la diferencia de inversión en un 86%, en comparación con la proyectada.

Sin embargo, mientras que a través de la desaladora vertical, aparte de desalar agua se genera energía, se utiliza también mucha menos energía, por lo que hay que resaltar que el mero hecho de desalar agua con la desaladora vertical nos sale a un coste energético de 0 €, incluso negativo ya que se obtienen beneficios con la generación de energía, mientras que la puesta en marcha de la desaladora de Carboneras es energéticamente de un coste muy alto e incluso sobrepasa las demandas de agua, por lo que no trabaja a su 100% de eficiencia.



EL PAÍS

ARCHIVO

EDICIÓN  
IMPRESA

Hemeroteca ▾

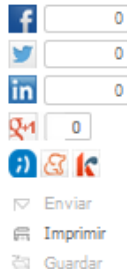
JUEVES, 17 de enero de 2008

## La mayor desaladora funciona sólo al 15% cinco años después de abrir

- Barcos cisterna llevarán el agua que no se consume en Almería hasta Barcelona
- Así va el plan del Gobierno

RAFAEL MÉNDEZ | Madrid | 17 ENE 2008

**Archivado en:** Depuradoras agua MMA Jaime Palop Declaraciones prensa  
Cristina Narbona VIII Legislatura España Carboneras Depuración agua Tratamiento agua



El 5 de febrero de 2001, el entonces ministro de Medio Ambiente, Jaime Matas (PP), puso la primera piedra de la desaladora de Carboneras, destinada a convertirse en la mayor de Europa y que serviría para regar el mar de plástico de la árida Almería.

Con una capacidad para desalar 42 hectómetros cúbicos de agua de mar al año (cada hectómetro cúbico equivale a un volumen como el del Santiago Bernabéu) sería la admiración del mundo. Ya con el PSOE en el Gobierno, la ministra Narbona la inauguró en mayo de 2005. La planta había costado 254 millones, el triple de lo presupuestado. Narbona dijo que aunque entonces sólo funcionaba al 12%, a final de la legislatura funcionaría a pleno rendimiento.

La realidad es que actualmente desala el 15% de su capacidad, según un portavoz de la planta, y para darle uso, el Gobierno construirá una tubería para que los barcos cisterna se pueden llenar con agua desalada y de allí llevarla a zonas con problemas de sequía, como Barcelona. Fuentes de la empresa pública Acuamed afirman que en 2008 la planta funcionará al 35% y en 2009 rondará el 50%.

El director General del Agua del Ministerio de Medio Ambiente, Jaime Palop, asegura que el Gobierno del PP hizo la desaladora "sin tener en cuenta para quién se hacía". "En esa zona de Almería tenemos agua pero no usuarios y además, la planta está diseñada en el peor lugar posible para el abastecimiento, al final del sistema de abastecimiento de los municipios", concluye Palop. Ni hay tanta gente como se pensaba ni los regadíos necesitan tanto caudal. Y encima su ubicación ha obligado a invertir en un nuevo sistema de tuberías.

Figura 15: Artículo sobre la desaladora de Carboneras



## 5. Conclusiones

La desalación es un tema muy presente en la sociedad agricultora puesto que el coste del agua de regadío está cada año creciendo sin parar. También la mala gestión de los acuíferos en el sur del país hace que la desaladora vertical sea una solución muy interesante capaz de paliar muchos de los problemas que actualmente tiene el sector agricultor en el sur de España. A través del modelo propuesto se obtendrían significantes bajadas en los precios del agua para regadíos así como un control en la extracción de agua de los acuíferos.

Como se ha podido ver en el análisis financiero, la planta de desalación requiere una gran inversión:

- ✓ Inversión total: 189.276.997,98 €, valor relativamente alto a lo que plantas de desalación requiere.
- ✓ Los costes de mantenimiento están incluidos en los costes de explotación de la planta.
- ✓ Otros costes: los debidos a la electricidad necesaria para hacer que la planta funcione y se empuje a bombear agua a la balsa de regulación.

Sobre los ingresos hay que destacar lo siguiente:

- ✓ Están fuertemente ligados a la venta de electricidad y a la venta del agua desalada para su uso en regadíos.
- ✓ La demanda es volátil dependiendo de cada estación del año, sin embargo la planta puede generar los ingresos únicamente a partir de la central reversible, lo cual hace que la planta reciba el sobrenombre de planta multimodular.
- ✓ Los ingresos por la venta de electricidad son mayores que los ingresos por la venta del agua, lo cual en el caso de demandas bajas quizás habría más ingresos.

En lo que respecta a la valoración financiera:

- ✓ Se fijó un porcentaje de deuda del 50%, aunque un incremento de deuda mayor de un 50% maximizará el VAN, pero aumentaría también el riesgo de bancarrota, lo cual lo hace inviable ya que se decide tener un perfil bajo en este aspecto.



- ✓ VAN final obtenido: 9.454.567,44 €. Se ha tenido en cuenta, que ahora mismo los intereses están bajos, y la probabilidad de subida de estos en los próximos años, variaría el VAN a la baja.
- ✓ La TIR por otro lado seguiría siendo de un 6%, pero la diferencia con la tasa sin riesgo disminuiría en el caso de que los tipos de interés del BCE subieran.

La valoración financiera ha sido bastante realista, ya que se han tenido en consideración todos los factores que afectan a este proyecto, como por ejemplo que todos los equipos vayan a trabajar con agua salada.

Los resultados del VAN, TIR, payback y el índice de rentabilidad, que son 9.454.567,44€; 6%; 21,42 años y 5% respectivamente, son muy favorables para concluir que la inversión del proyecto es rentable. Quizás el único factor demasiado alto es el payback de 21,42 años, pero la planta tiene un diseño con el que se pretende que todos los equipos puedan funcionar a pleno rendimiento durante 25 años, por lo que quedarían 3,58 años de ingresos directos con la inversión ya rentabilizada.

El valor del TIR es también muy aceptable, de hecho los proyectos que incluyen generación de electricidad en régimen especial suelen recibir primas para obtener una TIR del 7,5%, por lo tanto la prima que se escogió de 1.000.000 € es una hipótesis adecuada, o incluso se podría decir que se puede recibir aún más primas.

Para finalizar me gustaría volver a resaltar la serie de ventajas que tiene este tipo de instalación multimodular y que hace que la desalación por presión hidrostática sea una forma de desalación muy a tener en cuenta y de un gran interés para el futuro de la desalación:

- ✓ Mejor ajuste de la producción a la demanda del agua.
- ✓ Mayor fiabilidad de la instalación, ya que será muy difícil que una avería paralice la totalidad de la planta.
- ✓ Facilidad para realizar el mantenimiento de la planta sin tener que pararla en su totalidad.
- ✓ Posibilidad de disponer de elementos importantes de reserva, como pueden ser la bomba de baja presión o la de limpieza de filtros, con un menor costo.



- ✓ Aprovechamiento de la carga del agua para efectuar el paso del agua salada por las membranas sin necesidad de contar con bombas de alta presión.
- ✓ Se aprovecha también la presión residual de la salmuera para generar energía.
- ✓ Dilución de la salmuera con el agua de proceso que ha pasado por la central reversible disminuyendo el impacto en las poseidoneas marinas.
- ✓ Generación de energía eléctrica a través de la central reversible, disminuyendo el costo energético de la desalación del agua.
- ✓ Durante las épocas estacionales en las que se necesita menos agua, la planta podría trabajar exclusivamente como central reversible con rendimientos energéticos altos.





**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## **Parte 4: Bibliografía**



## 6. Bibliografía

- ✓ Agenda del regadío andaluz Horizonte 2015 “*Junta de Andalucía*”
- ✓ Borrador Real Decreto XXX/2014
- ✓ La desalinización en España “*www.spainbusiness.com*”
- ✓ Tarifas eléctricas Iberdrola
- ✓ Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente  
“*www.magrama.gob.es*”
- ✓ Junta de Andalucía “*www.juntadeandalucia.es*”



## **Parte 5: Anexos**



## **7. Tríptico tarifas eléctricas Iberdrola**