

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

La desalación solar en Arabia Saudita: Concepto no
integrado de producción de agua y energía

Autor: Alejandro Tomás Campo Mateos

Tutor: Lourdes García Rodríguez

Arturo Buenaventura Pouyfaucón

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

La desalación solar en Arabia Saudita: Concepto no integrado de producción de agua y energía

Autor:

Alejandro Tomás Campo Mateos

Tutor:

Lourdes García Rodríguez

Arturo Buenaventura Pouyfaucón

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Trabajo Fin de Grado: La desalación solar en Arabia Saudita: Concepto no integrado de producción de agua y energía

Autor: Alejandro Tomás Campo Mateos

Tutor: Lourdes García Rodríguez

Arturo Buenaventura Pouyfaucón

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

A mis padres.

A mis compañeros.

A mis profesores.

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia, en especial a mis padres por haberme brindado la oportunidad de estudiar una carrera y apoyarme en todas las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida.

A mis compañeros de clase, con quienes a lo largo de estos años he acabado forjando una gran amistad y han hecho que las interminables horas de clase, exámenes y trabajos, se acabasen haciendo amenas.

Y por último a todos esos profesores que tanto nos han enseñado a lo largo de este breve periodo, y en especial a mi tutora, Lourdes, por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo, y por su ayuda y atención en todo momento.

El propósito de este trabajo es integrar en la red una planta desaladora de osmosis inversa en Arabia Saudí. Esta tendrá una capacidad de 200,000 m³/d, y un consumo específico de 4.5 kWh/m³. Y para ello se diseñará una planta de energía renovable, que sea capaz de abastecer el total de la energía que se consume en la planta desaladora a lo largo del año.

La primera parte, el diseño de la planta de producción energética, consistirá en una comparación de seis emplazamientos distintos en Arabia Saudí, y dos tecnologías de producción, solar cilindro parabólica y fotovoltaica. El objetivo de estas plantas será producir 321930 MWhe. Y la comparación se realizará con el objetivo de reducir el PPA y con la herramienta del NREL, SAM.

La segunda parte será el diseño de la planta de osmosis inversa y la búsqueda de un emplazamiento para esta a lo largo de la costa de Arabia Saudí. También se compararán diversos tipos de configuraciones y los consumos de estas, mediante el programa ROSA, tanto en el mar Rojo, como en el golfo Pérsico.

Por último, se acabará con una comparación económica global de los diferentes emplazamientos para la producción energética, tecnologías, y localizaciones de la planta de osmosis inversa.

Abstract

The purpose of this project is to integrate into the network a reverse osmosis desalination plant in Saudi Arabia. The capacity of this plant will be of 200,000 m³/d, and a specific consumption of 4.5 kWh/m³. And for this purpose, a renewable energy plant will be designed, which will be able to supply the total energy consumed by the desalination plant throughout the whole year.

The first part, the design of the energy production plant, will consist in the comparison of six different locations in Saudi Arabia and two energy production technologies, parabolic trough and photovoltaic. The goal of this plant will be to produce 321930 MWh. And the comparison will be made with the aim of reducing the PPA and with the help of NREL's tool, SAM.

The second part, will be the design of the reverse osmosis plant and the search for an emplacement for it in the coast of Saudi Arabia. We will also compare different types of configurations and their consumption. This will be done with the program ROSA, both in the Red Sea and the Persian Gulf.

Finally, this project will end with a global economic comparison between the different emplacements for energy production, technologies and sites of the reverse osmosis plant.

Agradecimientos	ixx
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxi
1 Tecnologías de producción energética	1
1.1. <i>Tecnología fotovoltaica</i>	1
1.1.1 Módulos fotovoltaicos	1
1.1.2 Inversor	2
1.2. <i>Tecnología cilindro parabólica</i>	2
2 Análisis de emplazamientos	5
2.1. <i>Tecnología cilindro parabólica</i>	5
2.2. <i>Tecnología fotovoltaica</i>	8
2.3. <i>Comparación de emplazamientos</i>	11
2.3.1. Comparación meteorológica	12
2.3.2. Comparación económica	15
2.3.2.1. Termosolar cilindro parabólica	15
2.3.2.2. Fotovoltaica	16
2.3.2.1. Conclusión del análisis	16
3 Tecnología de desalación	19
3.1. <i>Osmosis inversa</i>	19
3.2. <i>Plantas de desalación por OI</i>	20
3.2.1. Funcionamiento de una planta de OI	20
3.2.1.1. Suministro de agua	20
3.2.1.2. Pretratamiento de agua	21
3.2.1.3. Desalación	21
3.2.1.4. Recuperación energética del concentrado	22
3.2.1.5. Post-tratamiento de permeado	22
3.2.1.6. Descarga de salmuera	23
3.2.2. Elementos principales de una planta de OI	23
3.3.2.1. Bombas	23
3.3.2.2. Sistemas de recuperación energética	24
3.3.2.3. Membranas	25
3.3.2.4. Tubo de presión	25
4 Dimensionado y emplazamiento de la planta de OI	27
4.1. <i>Emplazamiento de la planta</i>	27
4.2. <i>Simulaciones con ROSA</i>	30

4.2.1.	Configuración inicial de ROSA	30
4.2.2.	Simulaciones con ROSA	31
4.3.	<i>Costes de la planta</i>	33
4.4.	<i>Caso adicional</i>	36
	Conclusiones	39
	Anexo I: Instalación fotovoltaica	40
	Referencias	42

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Parámetros del Excel	6
Tabla 2-2. Variación de costes unitarios desde 2010 a 2015 de la tecnología CCP	6
Tabla 2-3. Costes unitarios de la planta	6
Tabla 2-4. Costes unitarios de operación y mantenimiento de la planta	7
Tabla 2-5. Parámetros financieros	7
Tabla 2-6. Financiación durante la construcción	8
Tabla 2-7. Cuentas de reserva	8
Tabla 2-8. Pérdidas de la planta	9
Tabla 2-9. Parámetros financieros	9
Tabla 2-10. Financiación durante la construcción	10
Tabla 2-11. Valores de simulación para cilindro parabólico	15
Tabla 2-12. Resultados de la simulación para cilindro parabólico	15
Tabla 2-13. Costes de la planta cilindro parabólica.	15
Tabla 2-14. Costes de la planta fotovoltaica	16
Tabla 3-1. Comparación de las tecnologías de desalación	19
Tabla 3-2. Ejemplo de requerimientos para agua potable	22
Tabla 4-1. Comparación de emplazamientos para la planta de OI	30
Tabla 4-2. Composición y características del agua de mar en el mar Rojo	31
Tabla 4-3. Parámetros de la planta	31
Tabla 4-4. Limitaciones de la membrana SW30HR-440i	32
Tabla 4-5. Simulaciones para el dimensionado de la planta en mar Rojo, membrana SW30HR-440i	32
Tabla 4-6. Simulaciones para el dimensionado de la planta en mar Rojo, membrana SW30HRLE-440i	33
Tabla 4-7. Costes de la planta	33
Tabla 4-8. Costes de operación y mantenimiento	35
Tabla 4-9. Parámetros de coste del agua para ROSA	35
Tabla 4-10. Coste del agua	36
Tabla 4-11. Composición y características del agua de mar en el golfo Pérsico	37
Tabla 4-12. Simulaciones para el dimensionado de la planta en el golfo Pérsico, membrana SW30HRLE-440i	37
Tabla 5-1. Datos generales de las plantas	40

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Curva característica de un panel fotovoltaico	2
Figura 1-2. Esquema de una CCP	3
Figura 2-1. Mapa de las localizaciones en Arabia Saudí	11
Figura 2-2. DNI media en kWh/m ² /d	12
Figura 2-3. Temp. media en °C	13
Figura 2-4. Punto de operación en W/m ²	13
Figura 2-5. Horas de duración de la DNI	13
Figura 2-6. GHI media en kWh/m ² /d	14
Figura 2-7. Velocidad media del viento en m/s	14
Figura 2-8. Inversión inicial en M\$	17
Figura 2-9. PPA de las diferentes plantas en cents/kWh	17
Figura 3-1. Osmosis directa vs. osmosis inversa	20
Figura 3-2. Diagrama general de una planta de OI, con recuperación energética	20
Figura 3-3. Planta de dos etapas, con segunda etapa sobre concentrado	21
Figura 3-4. Planta de dos etapas, con segunda etapa sobre permeado	22
Figura 3-5. Esquema de los componentes y el proceso de una planta de OI	23
Figura 3-6. Funcionamiento de intercambiador de presión	24
Figura 3-7. Funcionamiento de las membranas	25
Figura 3-8. Tubo de presión	26
Figura 4-1. Mapa de los emplazamientos en Arabia Saudí	27
Figura 4-2. Uso de la tierra en SAU	28
Figura 4-3. Mapa de precipitaciones en la península arábiga	28
Figura 4-4. Mapa de plantas desaladoras en Arabia Saudí	28
Figura 4-5. Mapa de densidad de población en Arabia Saudí	29
Figura 4-6. Mapa de procedencia del agua en Arabia Saudí	29
Figura 4-7. Gráfica comparativa de precios en \$/m ³ de agua para las diferentes plantas de producción energética para una planta en el mar Rojo	36
Figura 4-8. Gráfica comparativa de precios en \$/m ³ de agua para las diferentes plantas de producción energética para una planta en el golfo Pérsico	38
Figura 5-1. Energía producida en MWh por mes a lo largo de un año	40
Figura 5-2. Evolución de la energía producida en MWh por año a lo largo de la duración del proyecto	41

GHI	Radiación global horizontal
DNI	Radiación directa normal
OI	Ósmosis inversa
TDS	Total de sólidos disueltos
CCP	Central Cilindro Parabólica
TES	Almacenamiento de energía térmica
MSF	Evaporación multietapa
MED	Desalación multiefecto
PPA	Contrato de compraventa de energía
HTF	Fluido caloportador (Heat transfer fluid)
SAU	Arabia Saudí
CDF	Función de distribución acumulada
SDI	Índice de densidad de sedimentos

1 TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

1.1 Tecnología fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica, es aquella que permite la conversión de la radiación solar en electricidad de manera directa. Cuando esta radiación, en forma de fotones, incide sobre el electrón de valencia de un semiconductor, la energía de dicho electrón aumenta hasta superar la fuerza de atracción del núcleo. En este momento el electrón es liberado del átomo, y puede viajar, ya que nuestro semiconductor se ha convertido en conductor. Esta liberación dejará un hueco libre en el átomo de nuestro conductor, el cual también se podrá desplazar libremente. Este libre movimiento de los huecos y los electrones, en sentidos opuestos, generará una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo y producir así energía eléctrica.

A continuación, se describirán los componentes fotovoltaicos claves en un campo de este tipo:

1.1.1 Módulos fotovoltaicos

El elemento principal del campo, formado por una serie de células fotovoltaicas, es el encargado de transformar la radiación en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Estos se pueden clasificar según el tipo de células que usen, las principales células son las siguientes:

- Células de silicio monocristalino. Se trata de una célula de silicio procesada como un único cristal de silicio puro, fabricado mediante el método Czochralski. Es la célula más eficiente actualmente en el mercado, con una eficiencia de hasta el 18 %, pero el elevado coste de fabricación hace que solo sea la segunda célula más vendida, con un 36 % de cuota de mercado.
- Células de silicio policristalino. Usa células muy similares a la del monocristalino, pero con un proceso de fabricación distinto y más económico, fusión en bloques. Esto hace que sea la célula más vendida, con una cuota de mercado del 55 %, pese a que su rendimiento sea ligeramente más bajo que el monocristalino, de hasta el 14 %.
- Células de silicio amorfo. Consiste en una red cristalina desordenada de un grosor de aproximadamente 0.001 mm. Estas redes forman capas, que se depositan unas encima de otras, uniéndose entre sí. Pese a que se trata de la célula más barata de todas, un bajo rendimiento, de hasta el 8 %, y problemas de degradación, hacen que sea la menos vendida, con una cuota de mercado de tan solo el 9 %.

Para comprender el funcionamiento de estos módulos, la forma más sencilla será ver su curva característica (figura 1-1.), que viene dada en condiciones estándares (1000 W/m², 25 °C y AM=1,5). En esta se puede ver que hay un punto de máxima potencia (PMP), que viene dado por una tensión e intensidad concreta, y también se pueden ver unos valores límites de intensidad (intensidad de cortocircuito) y de tensión (tensión de circuito abierto). Además, también podemos observar que la curva característica se ve afectada por la radiación (a mayor radiación, mayor potencia), pero este no es el único factor que influye sobre la potencia. La temperatura del panel (que dependerá de la radiación, temperatura ambiente, velocidad del viento,...) también afectará a la potencia producida, ya que conforme más alta sea, la intensidad se mantendrá prácticamente constante, pero la tensión disminuirá considerablemente, lo que provocará una disminución de la potencia producida.

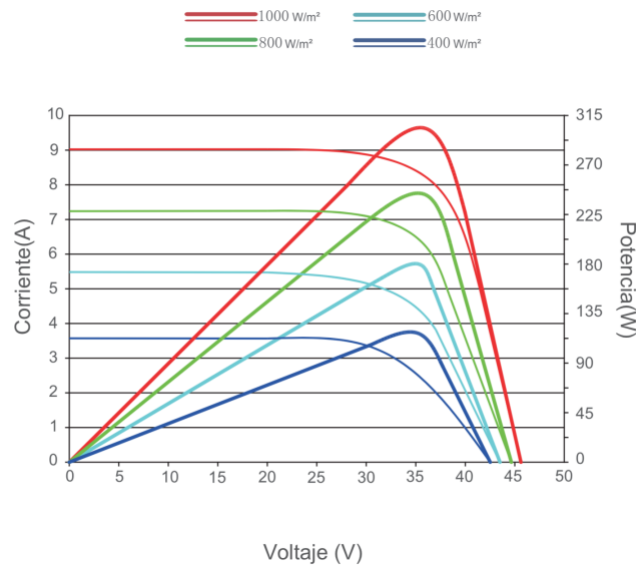


Figura 1-1. Curva característica de un panel fotovoltaico. [7]

1.1.2 Inversor

Otro de los elementos principales de un campo fotovoltaico es el inversor, encargado de transformar la corriente de DC a AC. Los hay para instalaciones de conexión a red o aisladas, nos centraremos en los primeros que se clasifican en:

- **Microinversor.** Son modulares, generalmente para 1 o 2 paneles, y se caracterizan por tener una baja eficiencia, de entorno al 90%, ser capaces de evitar mejor los problemas de degradación y sombreado parcial, y tener un alto coste. Suelen ser usados para integración en edificios y su cuota de mercado solo supone el 1.5%. Estos incluyen seguidores del punto de máxima potencia, para corregir el funcionamiento del panel.
- **Inversores centrales.** A partir de 100 kW, con una alta eficiencia, de entorno al 98%, y un bajo coste. Se suelen usar en grandes instalaciones conectadas a red. Estos incluyen tanto seguidor de punto de máxima potencia, como protecciones, sistemas de alarma y de monitorización. Estos tienen una cuota de mercado del 48.5%.
- **Inversores string.** Para menos de 100 kW, con una alta eficiencia, de entorno al 98%, y un coste ligeramente superior a los centrales. Se suelen usar en grandes instalaciones conectadas a red. La diferencia fundamental respecto a los inversores centrales es que estos permiten un diseño más simplificado y modular, pero con una ligera penalización en la fiabilidad. Estos incluyen tanto seguidor de punto de máxima potencia, como protecciones, sistemas de alarma y de monitorización. Tienen una cuota de mercado del 50%.

1.2 Tecnología cilindro parabólica

Es la tecnología con un mayor grado de madurez e implantación en el ámbito termosolar. Su funcionamiento consiste en seguir el movimiento del sol, con el objetivo de concentrar la radiación de este mediante unos espejos en un tubo receptor. El tubo receptor contendrá un fluido caloportador, generalmente aceites térmicos, que absorberá toda la energía que reciba del reflector. Una vez calentado el fluido, este se dirigirá a un intercambiador, donde se generará vapor que se llevará a una turbina para producir energía eléctrica.

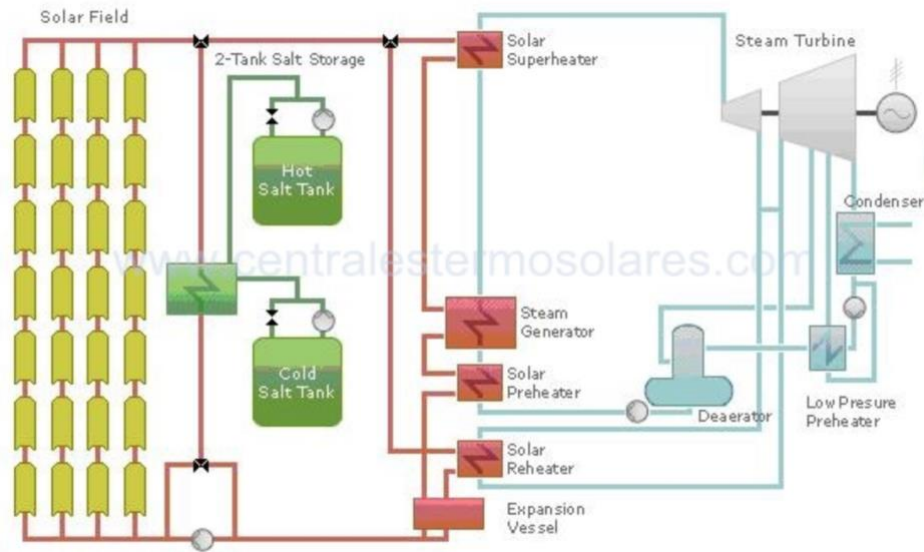


Figura 1-2. Esquema de una CCP. [16]

Los principales elementos de una central cilindro-parabólica son:

- Reflector cilindro-parabólico. Es el encargado de reflejar y concentrar la radiación solar sobre el tubo-receptor. Suele ser una estructura metálica, con un espejo, hecho generalmente de aluminio o plata, y revestido de un plástico o vidrio para protegerlo.
- Tubo-receptor. Es el elemento más importante de la planta, ya que en el es donde se produce la transformación de energía solar a energía térmica. Se suele hacer una configuración en serie-paralelo, donde se unen varios de estos tubos, para generar un salto térmico en el fluido de unos 100°C; entrando el fluido a una temperatura superior a 200 °C y saliendo a una inferior a 450 °C.
- Sistema de seguimiento. Consiste en un motor que mueve el reflector de manera constante para que los rayos de sol siempre incidan perpendicularmente sobre la superficie de captación. Es el elemento más problemático en instalaciones de este tipo en cuanto a averías.
- Grupo de potencia. Es el equipo que transforma la energía térmica en eléctrica, generalmente se suele tratar de un ciclo de Rankine.
- Sistema de almacenamiento. Se suele usar para producir energía en periodos de picos de demanda o mantener constante la producción cuando el cielo este nublado. El sistema más extendido es con tanques de sales, uno para las sales frías y otro para las sales calientes.

2 ANÁLISIS DE EMPLAZAMIENTOS

En este capítulo se realizará una comparación a nivel económico de diversos emplazamientos en Arabia Saudita y de las tecnologías, termosolar cilindro parabólica y fotovoltaica, a nivel económico. El fin de este apartado, será determinar que emplazamiento o emplazamientos son los idóneos, y que tecnología es la más adecuada para integrar nuestra planta desaladora en la red.

Esta comparación ha sido realizada mediante el programa SAM [17]. Para ella se han realizado diversas simulaciones con el objetivo de minimizar el PPA de la producción energética, la inversión inicial, y siempre con el objetivo de producir la cantidad necesaria de energía para desalar 200,000 m³ de agua al día durante cada año. Este objetivo equivaldrá a producir 321930 MWhe (esto se ha obtenido de un consumo de la osmosis inversa de 4.5 kWh/m³, y de que operara el 98% del año a plena capacidad).

De las dos variables usadas para comparar los emplazamientos, PPA e inversión inicial, la PPA ha sido la más relevante, ya que la inversión inicial solo se ha usado como medida de magnitud de los proyectos. La PPA usada en concreto en este proyecto es el *Levelized PPA price real*, la cuál será una buena medida para ver el coste de nuestra energía, ya que tiene en cuenta todos los costes del proyecto (inversión inicial, impuestos, costes de operación, costes de la deuda, ...), los beneficios del proyecto (intereses de las cuentas de reservas, subvenciones, ...) y nuestra TIR objetivo. Esta también servirá como variable financiera para ver la viabilidad del proyecto, ya que, si se obtienen un PPA bajo, esto será un índice de que podremos sacarle un buen beneficio a la venta de la energía. También decir que el PPA usado es el real, y no el nominal, ya que este si tiene en cuenta la inflación.

2.1 Tecnología cilindro parabólica

En esta sección se enumerarán los datos que se han introducido en SAM para realizar la simulación, así como las hipótesis tomadas para ello.

- Simulación escogida, *CSP parabolic trough (physical)*, *PPA single owner (utility)*.
- En campo solar, se usará el múltiplo solar, que es el cociente de la potencia que absorbe el fluido térmico en el punto de diseño y la potencia requerida por la turbina, como variable, y esta cambiará para cada emplazamiento con el objetivo de reducir el PPA. Otro valor que se cambiará será la radiación para el punto de diseño, ya que esta dependerá la radiación en la zona, lo que hará que además sea distinta para cada emplazamiento. El valor escogido para esta será el del percentil 95, de la curva CDF (función de distribución acumulada) de la DNI (radiación directa normal), -ver fig. 2-4.- El resto de los valores se han mantenido como los que ofrece SAM por defecto.
- El colector escogido es el SkyFuel SkyTrough.
- El receptor escogido será el Schott PTR80.
- En ciclo de potencia, la potencia de la planta será una de las variables a analizar. También se ha cambiado el tipo de condensador, evaporativo para el caso de Jeddah y de aire para el resto. El resto de los valores serán los que se dan por defecto.
- En almacenamiento térmico, se usarán tanto la TES como pares de tanques en paralelo para la simulación, y el resto de las variables serán las que SAM ofrece por defecto.
- En parasíticas se han dejado los valores que ofrece SAM por defecto.
- En costes del sistema, se ha obtenido el Excel que ofrece SAM para este tipo de plantas [10]. Y en este se han modificado los datos que se muestran en la tabla 2-1. También se ha hecho un cambio del coste de la tecnología de la CCP mediante el documento de costes actualizado de SAM [15], con una variación exclusiva sobre el coste de los componentes y no de la mano de obra – ver tabla 2-1-.

De los datos que se muestran a continuación (tabla 2-1), el único que ha sido calculado, es el factor de trabajo, como una diferencia proporcional entre el salario medio en Phoenix, Arizona, EE. UU. y el de Arabia Saudita.

Tabla 2–1. Parámetros del Excel.

Factor de trabajo	0.4
Inflación	1.125 %
Valor del terreno (\$/acre)	10,000
Impuestos de venta	5 %

Tabla 2–2. Variación de costes unitarios desde 2010 a 2015 de la tecnología de la CCP. [15]

Elemento de la planta	Dato de 2010	Dato de 2015	Variación (%)
Mejoras en el emplazamiento (\$/m ²)	28	30	7
Campo solar (\$/m ²)	295	170	-42
Sistema HTF (\$/m ²)	90	70	-22
Almacenamiento de energía térmica (\$/kW-t)	81	75	-7
Planta de potencia (\$/kWe)	946	1150	21

Estos datos modificados, han supuesto una serie de cambios en los costes de la inversión de la planta y en los costes de operación y mantenimiento, que se muestran a continuación (tabla 2-3 y 2-4). Estos costes han sido introducidos en SAM para la simulación, en el apartado de costes del sistema, en su casilla correspondiente.

Tabla 2–3. Costes unitarios de la planta.

Elemento de la planta	Coste unitario
Mejoras en el emplazamiento (\$/m ²)	24
Campo solar (\$/m ²)	157
Sistema HTF (\$/m ²)	64
Almacenamiento de energía térmica (\$/kW-t)	71
Sistemas auxiliares (\$/kWe)	0
Planta de potencia (\$/kWe)	1041
Balance de planta (\$/kWe)	120

Tabla 2-4. Costes unitarios de operación y mantenimiento de la planta.

Razón	Coste unitario
Coste fijo anual (\$/año)	0
Coste fijo anual por capacidad (\$/kW-año)	50
Coste variable por generación (\$/MWh)	3
Coste de combustibles fósiles (\$/MMBTU)	0

- En el apartado vida de la planta, se ha supuesto nula la degradación de la planta. Si se realiza un buen mantenimiento en esta, esto se debería de cumplir.
- Los datos usados para los parámetros financieros son los que se muestran en las siguientes tablas. Los apartados de costes de adquirir la financiación y rendimiento del capital serán 0.

Tabla 2-5. Parámetros financieros.

Variable	Dato
TIR objetivo	8 %
Año de la TIR objetivo	20
Evolución de la PPA	1 %
Periodo de análisis	25
Inflación	0.5 %
Tasa real de descuento	5.5 %
Impuestos federales	20 %
Impuestos estatales	0 %
Impuestos de venta	5 %
Coste del seguro	0.75 %
Porcentaje asegurado	100 %
Depreciación anual	3.5 %
Impuestos a la propiedad	2.5 %
Valor residual	12.5 %
Porcentaje de deuda	60 %
Moratoria	0
Plazos (años)	18

Tasa de interés anual	7 %
Costes de cierre de la deuda	0
Cargos iniciales	2.75 %

Tabla 2–6. Financiación durante la construcción.

Razón de pago	Porcentaje	Meses antes de operación	Interés
Licc., terreno e ing.	13 %	24	4 %
Prep. terreno y mat.	12.5 %	18	4 %
Ing., inst. y mat. I	30 %	12	4 %
Ing., inst. y mat. II	44.5 %	1	4 %

Tabla 2–7. Cuentas de reserva¹.

Equipamiento	Coste de reemplazamiento	Frecuencia de reemplazamiento
Turbina	0.35 \$/W	20 años

- El *time of delivery factors* escogido será el SCE 2015.
- En el apartado de incentivos, estos se han supuesto estos como inexistentes.
- La depreciación escogida para la planta será la que ofrece SAM como defecto.

2.2 Tecnología fotovoltaica

En esta sección se enumerarán los datos que se han introducido en SAM para realizar la simulación, así como las hipótesis tomadas para ello.

- Simulación escogida, *Photovoltaic (detailed), PPA single owner (utility)*.
- En módulo, se ha escogido el modelo JKM320PP-72, de la marca Jinko Solar. La elección se ha basado principalmente en la certificación (fábrica con certificación: ISO9001:2008, ISO14001:2004 y OHSAS18001; y productos con certificación: IEC61215 y IEC61730), la garantía (25 años de garantía lineal), su buena resistencia a condiciones adversas, una baja relación \$/Wp respecto a sus competidores, una baja tolerancia (0/+3%) y que se trata de una marca importante. La corrección de la temperatura de los paneles de ha realizado mediante el método del NOCT.
- En inversor, se ha escogido el modelo PVS980-58-1818kVA-K, de la marca ABB. La elección se ha realizado principalmente por la garantía (5 años, extendibles a 10), que soporta bien condiciones

¹ Resto de valores en cuentas de reserva mantenidos como los de defecto.

meteorológicas adversas (IP66) y que tiene una eficiencia elevada (98.8 %).

- En diseño del sistema, se ha escogido una ratio Potencia campo solar/Potencia inversores=1.2. La potencia de la planta se verá de manera específica para cada localización.
- En sombreado y nieve, en la opción autosombrado por seguimiento en un eje se ha escogido ninguna.
- En pérdidas se ha realizado una suposición de las pérdidas, con la información de la que se disponía.

Tabla 2–8. Pérdidas de la planta.

Tipo de pérdida ²	Porcentaje perdido
<i>Module mismatch</i>	1 %
Diodos y conexiones	0.5 %
En cableado de corriente continua	2 %
Errores de seguimiento	0 %
<i>Nameplate</i>	0 %
<i>DC power optimizer loss</i>	0 %
<i>Default DC losses</i>	Inversor central
En cableado de corriente alterna	1 %
<i>Transformer load loss</i>	1 %
<i>Transformer no load loss</i>	0 %

- En el apartado vida de la planta, se ha introducido una degradación de la planta del 0.672% anual. Se ha escogido esta degradación como la de los paneles, ya que son el elemento principal de la planta y no deberían ser sustituidos en sus 25 años de vida. La degradación de los paneles se ha obtenido de la garantía que asegura una reducción máxima del 16.6% de la potencia en los 25 años de duración.
- En almacenamiento con baterías no se pondrá nada ya que no habrá.
- Costes del sistema. Solo se ha cambiado el del módulo a 0.34 \$/Wp, y el de los inversores a 0.05 \$/Wp. El resto se ha mantenido como defecto.
- Los datos usados en parámetros financieros son los que se muestran en las siguientes tablas. Los apartados de coste de adquirir préstamos, cuentas de reserva y rendimiento del capital, serán 0.

Tabla 2–9. Parámetros financieros.

Variable	Dato
TIR objetivo	8 %
Año de la TIR objetivo	20

² En el programa SAM no se incluyen pérdidas por polvo o suciedad. Ni pérdidas por temperatura del panel, ni pérdidas angulares. Supondrían entorno a un 5 %.

Evolución de la PPA	1 %
Periodo de análisis	25
Tasa de inflación	0.5 %
Real discount rate	5.5 %
Impuestos federales	20 %
Impuestos estatales	0 %
Impuestos de venta	5 %
Porcentaje del seguro	0.25 %
Porcentaje asegurado	100 %
Depreciación anual	4 %
Impuestos a la propiedad	2.5 %
Valor residual	0 %
Porcentaje de la deuda	60 %
Moratoria	0
Plazos (años)	18
Tasa de interés anual	7 %
Costes de cierre de la deuda	0
Cargos iniciales	2.75

Tabla 2–10. Financiación durante la construcción.

Razón de pago	Porcentaje	Meses antes de operación	Interés
Licc., terreno e ing.	13 %	18	4 %
Prep. terreno y mat.	15 %	12	4 %
Materiales	65 %	6	4 %
Ing. e instalación	7 %	1	4 %

- En el apartado de incentivos, se han supuesto estos como inexistentes.
- El *time of delivery factors* escogido será *uniform dispatch*, ya que daremos toda la energía en todo momento.

- La depreciación escogida para la planta será la que ofrece SAM como defecto.

2.3 Comparación de emplazamientos

Se han usado 6 emplazamientos, a los que se nombrara a lo largo del proyecto por la ciudad más cercana. Estos emplazamientos son:

- Al Ahsa, Arabia Saudí. 25.28 °N, 49.48 °E.
- Jeddah, Arabia Saudí. 21.683 °N, 39.15 °E.
- Madinah, Arabia Saudí. 24.55 °N, 39.7 °E.
- Riyadh, Arabia Saudí. 24.91 °N, 46.41 °E.
- Sharura, Arabia Saudí. 17.467 °N, 47.117 °E.
- Wadi Al Dawaser, Arabia Saudí. 20.5 °N, 45.2 °E.



Figura 2-1. Mapa de las localizaciones en Arabia Saudí.

Los datos meteorológicos usados, proceden de la base de datos Meteonorm. Esta base de datos nos ha permitido sacar archivos .txt de todos estos emplazamientos, con los datos en base horaria de la radiación directa normal, la radiación global horizontal, la radiación difusa horizontal, la temperatura de bulbo seco, la temperatura de bulbo húmedo, la humedad relativa, la presión, la velocidad del viento y la dirección de este; con el objetivo de obtener un año meteorológico típico que poder introducir en SAM. Este año meteorológico se ha pasado a un Excel en formato csv, para poder trabajar con el en SAM.

2.3.1 Comparación meteorológica

El objetivo de este subapartado es comparar los datos meteorológicos de los emplazamientos, para ver cuál es el que tiene las mejores condiciones para la implantación de una planta en él. Esta comparación ha sido realizada usando sus respectivos TMY obtenidos de la base de datos Meteoron.

Se empezará por un análisis de la DNI media de cada emplazamiento (figura 2-2), de las temperaturas medias (figura 2-3), la curva de duración de la DNI (figura 2-5), y de la curva CDF, que nos dará el punto de funcionamiento de la planta (figura 2-4). Estos datos tendrán bastante relevancia a la hora de seleccionar un emplazamiento para la planta termosolar; y como se puede ver de las siguientes gráficas, Wadi Al Dawaser es el mejor emplazamiento para nuestra planta termosolar.

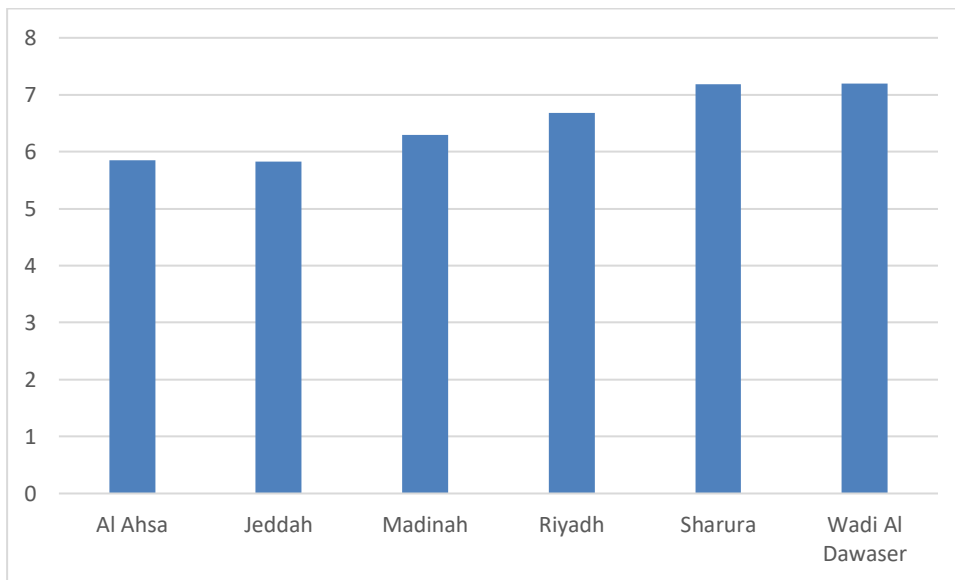


Figura 2-2. DNI media en kWh/m²/d.

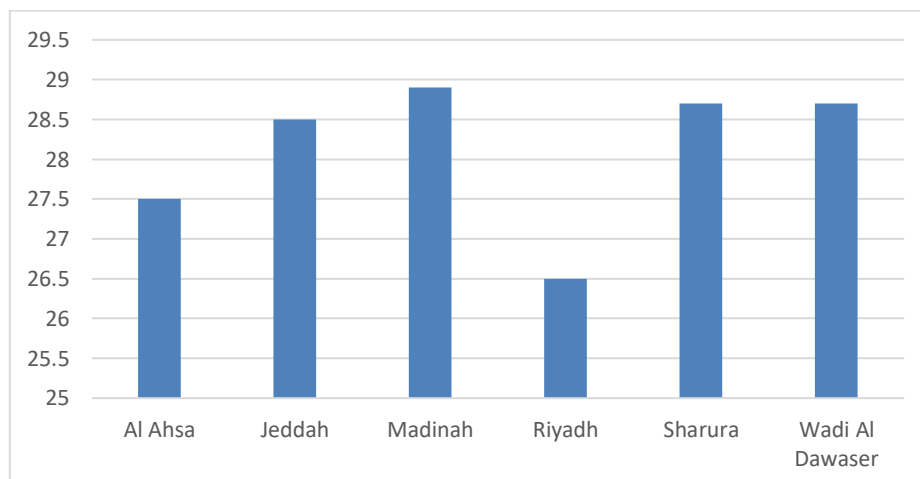


Figura 2-3. Temp. media en °C.

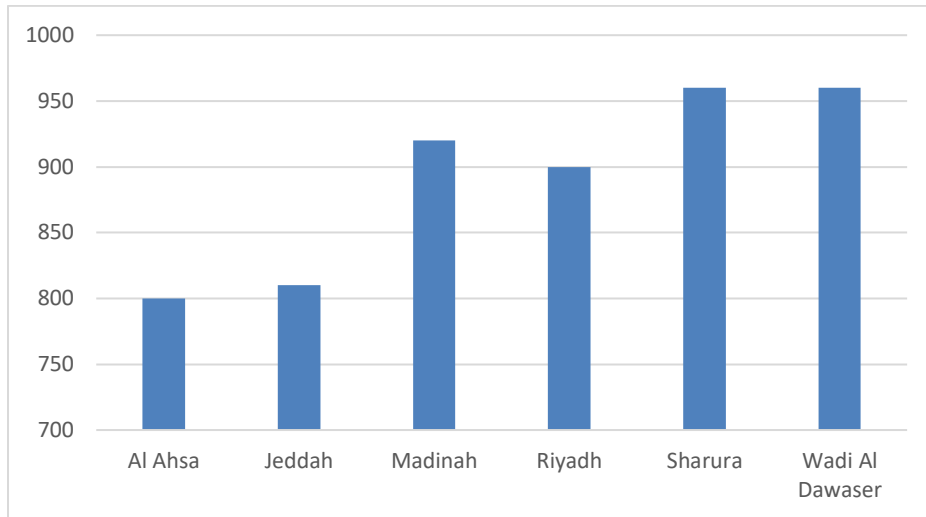


Figura 2-4. Punto de operación en W/m^2 .

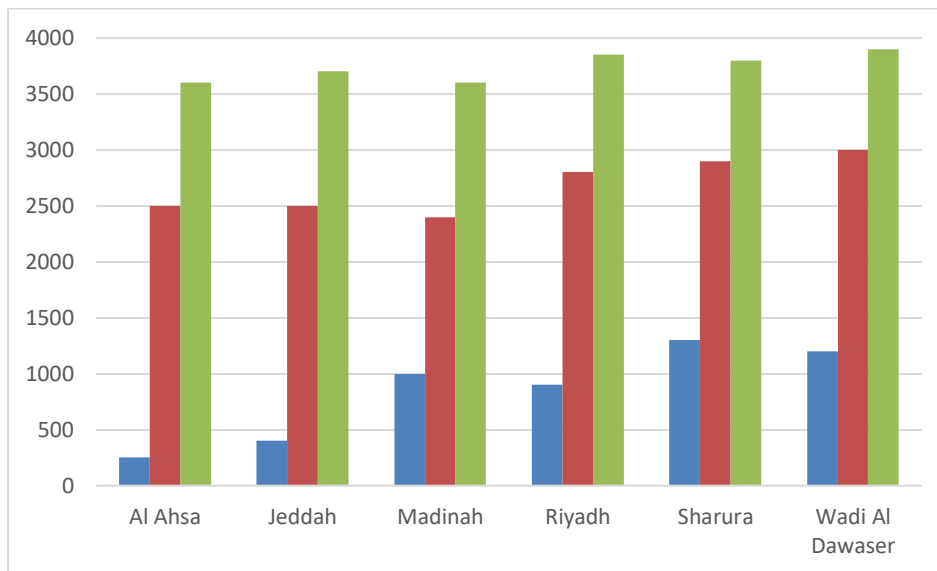


Figura 2-5. Horas de duración de la DNI (en azul para más de $800 W/m^2$, en rojo para más de $500 W/m^2$ y en verde para más de $200 W/m^2$)

A continuación, se hará un análisis de la GHI (radiación global horizontal) media de cada emplazamiento (figura 2-6), de las temperaturas medias, y de la velocidad del viento. La finalidad de este es determinar el mejor emplazamiento para la planta fotovoltaica, de la que se busca una GHI y velocidad del viento alta, y temperaturas bajas. Como se puede observar en las siguientes gráficas, Sharura es el lugar cuyas características destacan más para la implantación de una planta fotovoltaica.

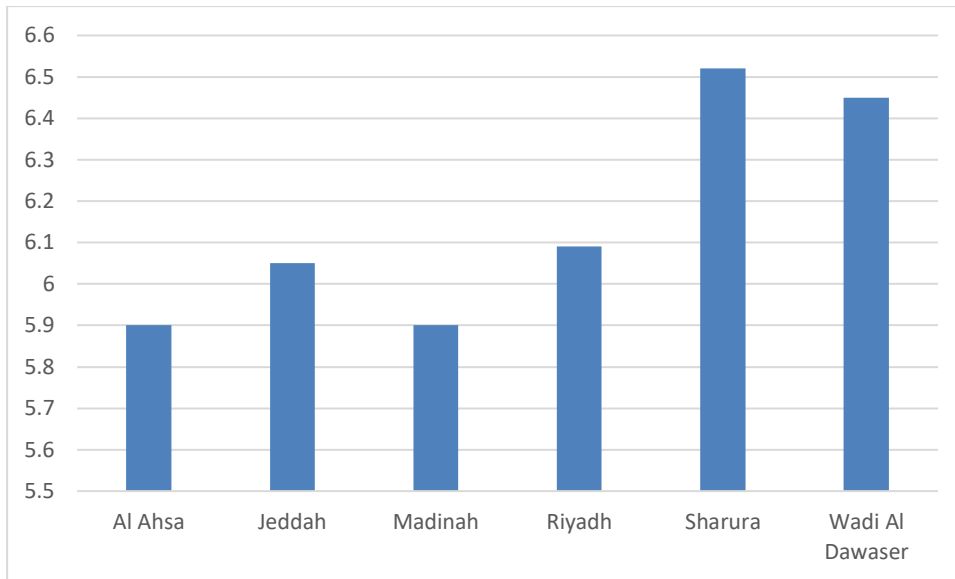


Figura 2-6. GHI media en kWh/m²/d.

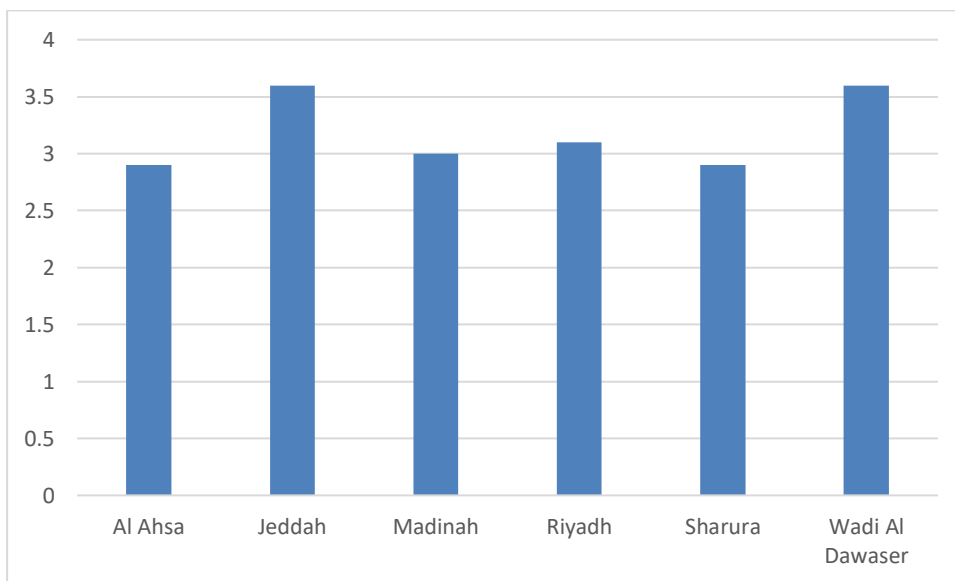


Figura 2-7. Velocidad media del viento en m/s.

2.3.2 Comparación económica

2.3.2.1 Termosolar cilindro parabólica

Se ha comenzado realizando una serie de simulaciones con el objetivo de lograr una reducción en el PPA y por tanto en el coste de la planta, y siempre con el objetivo de lograr la producción de energía requerida. Obviamente por economía de escala, a mayor sea la planta, más barata será la energía, por tanto, para la solución idónea, se ha escogido la que supusiera una menor inversión inicial, una vez superado la producción energética requerida. En estas simulaciones se han utilizado las siguientes variables:

Tabla 2–11. Valores de la simulación para cilindro parabólico.

Variable	Valor inicial	Valor final	Escalón
Múltiplo solar	2	3	0.1
<i>Design gross output</i> (MWe)	60	100	5
TES (h)	6	10	0.25
Tanques en paralelo	1	3	1

Tras las simulaciones se ha podido observar que estos son los resultados óptimos para el diseño de las plantas en cada una de las localizaciones:

Tabla 2–12. Resultados de la simulación para cilindro parabólico.

Emplazamiento	Múltiplo solar	<i>Design gross output</i> (MWe)	TES (h)	Tanques en paralelo
Al Ahsa	2.3	90	6	1
Jeddah	2.3	80	6.5	1
Madinah	2.6	90	6.75	1
Riyadh	2.3	90	6.25	1
Sharura	2.5	75	8	1
Wadi Al Dawaser	2.5	75	7	1

Una vez hemos obtenido el diseño óptimo, se ha simulado de nuevo y se han obtenidos los precios en cada uno de los emplazamientos. Como podrá observar en la tabla 2-13, el emplazamiento con un coste más bajo es Wadi Al Dawaser.

Tabla 2–13. Costes de planta cilindro parabólica.

Emplazamiento	Inversión inicial (M\$)	PPA (real)(cents/kWh)
Al Ahsa	634.036	21.25
Jeddah	569.298	19.20

Madinah	643.039	21.70
Riyadh	598.180	20.30
Sharura	537.665	18.20
Wadi Al Dawaser	517.990	17.61

2.3.2.2 Fotovoltaica

En este apartado no se contaba con ninguna variable a simular, por lo que se han obtenido la potencia necesaria y los costes directamente. Estos se pueden ver en la siguiente tabla, en la que Wadi Al Dawaser es la mejor localización.

Tabla 2–14. Costes de planta fotovoltaica.

Emplazamiento	Inversión inicial (M\$)	PPA(real) (cents/kWh)	Potencia de la planta (MW)
Al Ahsa	235.967	9.36	207.0
Jeddah	218.298	8.64	191.5
Madinah	233.684	9.28	205.0
Riyadh	221.714	8.79	194.5
Sharura	222.856	8.83	195.5
Wadi Al Dawaser	215.444	8.53	189.0

2.3.2.3 Conclusión del análisis

En este apartado se han comparado los mejores resultados de las simulaciones anteriores, para ver la mejor opción. Sin lugar a duda para ambos casos, se trata de Wadi Al Dawaser, y de tecnología fotovoltaica. Pese a que la tecnología fotovoltaica sea más barata y tenga unos costes de operación y mantenimiento mucho más baratos (pese a una degradación superior de esta), al no contar con sistemas de almacenamiento la producción se vera alterada por las condiciones meteorológicas. Por tanto, para mantener una producción más constante se ha optado por una tercera opción que será dividir la planta en dos, entre Jeddah y Wadi Al dawaser. Esto supondrá una capacidad instalada de 190.25 MW, una inversión de 216.871 M\$ y un PPA de 8.59 cents/kWh.

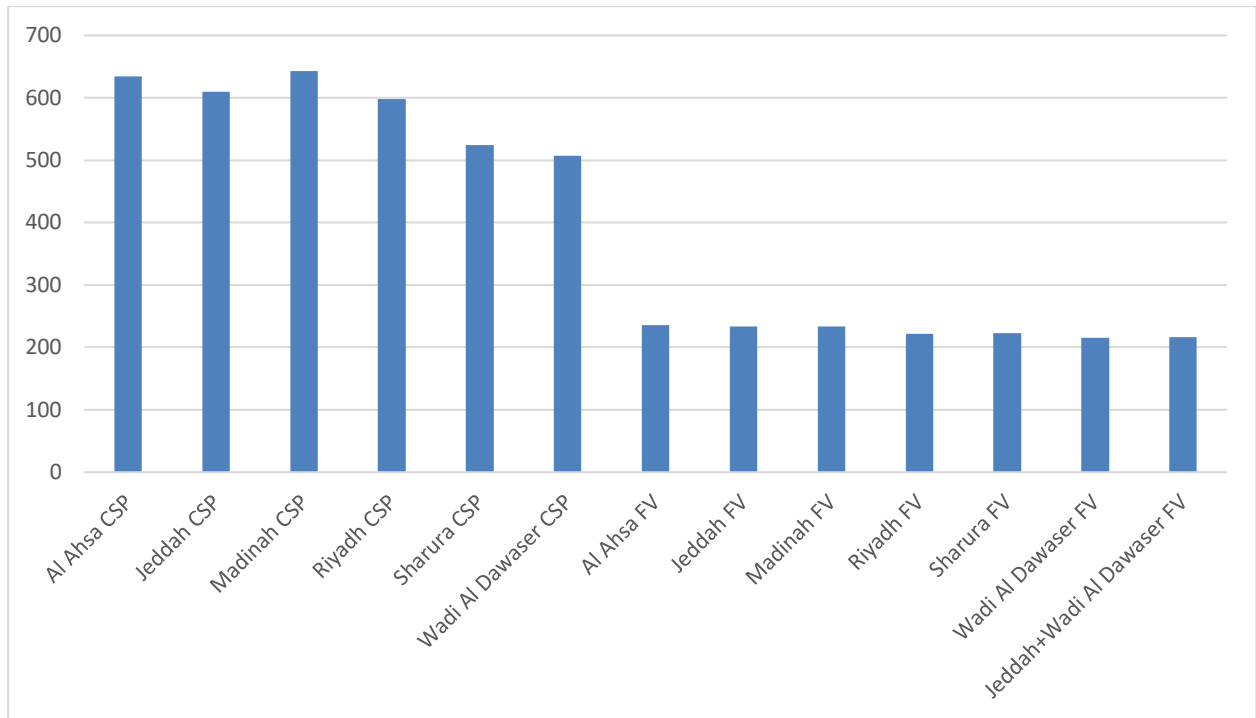


Figura 2-8. Inversión inicial en M\$.

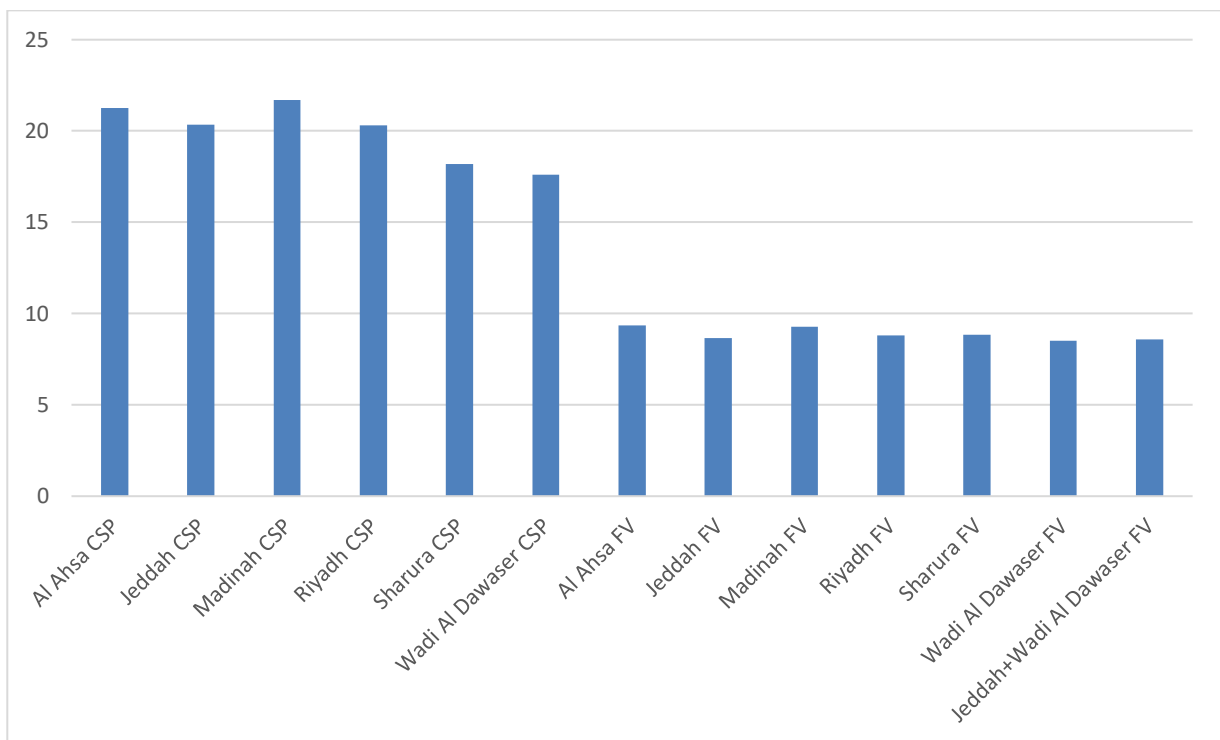


Figura 2-9. PPA de las diferentes plantas en cents/kWh.

Recalcar de nuevo acerca de las simulaciones, que estas se han realizado con el objetivo de conseguir una producción energética anual de 321930 MWh, para abastecer a nuestra planta de OI según las estimaciones principales (producción diaria de 200,000 m³ de agua, con un consumo de la ósmosis inversa de 4.5 kWh/m³, y

con la planta operando el 98% del año a plena capacidad). Obviamente, en las simulaciones no siempre se obtendrá el valor de energía exacto, por lo que se escogerá el más parecido al alza, en el caso de la fotovoltaica, o el superior que requiera una menor inversión inicial en el caso de la cilindro parabólica. También hay que recordar que la producción energética que se ha tomado como criterio es la del año uno, algo que apenas afectará a las CCP por su mínima degradación, pero que en el futuro si lo harán con las fotovoltaicas.

3 TECNOLOGÍA DE DESALACIÓN

Este capítulo se centrará en la tecnología de desalación escogida, ósmosis inversa (OI). Esta es una de las más usadas a nivel global, con un 61.1 % de capacidad instalada de este tipo. Lo que se debe fundamentalmente a su bajo consumo energético respecto a el resto de las tecnologías, lo que además hace que también sea la más barata.

Tabla 3–1. Comparación de las tecnologías de desalación. [2]

Tecnología	MSF	MED	TVC	OI
Tamaño típico (m ³ /d)	50,000-70,000	5,000-15,000	10,000-30,000	Hasta 128,000
Consumo de energía eléctrica (kWh/m ³)	2.5-5	2-2.5	1.6-1.8	4-6
Consumo de energía térmica (MJ/ m ³)	190-282	145-230	227	-
Equivalente eléctrico del consumo de energía térmica (kWh/m ³)	15.83-23.5	12.2-19.1	14.5	-
Energía eléctrica total consumida (kWh/m ³)	222.856	14.45-21.35	16.26	4-6
Calidad del permeado (ppm)	10	10	10	400-500
Precio medio del agua (para cantidades superiores a 100,000 m ³ /d) (\$/m ³)	0.56-1.75	0.52-1.01	0.87-0.95	0.45-0.66

3.1 Osmosis inversa

Para comprender la osmosis inversa primero hay que comprender el fenómeno natural en el que se basa, la osmosis directa. La osmosis directa es el movimiento espontáneo de un disolvente a través de una membrana semipermeable. Este flujo se produce desde un disolvente con una menor concentración de soluto, a un disolvente con una concentración superior, con el fin de lograr que las concentraciones es en ambos solutos sean las mismas, equilibrio osmótico.

Si ahora invertimos el proceso de la osmosis directa aplicando una presión en el disolvente con mayor soluto, tendremos la ósmosis inversa. Pero para lograr este proceso, la presión a aplicar ha de ser superior a la presión osmótica. Más concretamente, la diferencia de presiones entre ambos fluidos ha de ser mayor a la diferencia de presiones osmóticas de ambos, que es lo que se conoce como la *net driving pressure* (NDP).

$$NDP = (P_1 - P_2) - (\Pi_1 - \Pi_2)$$

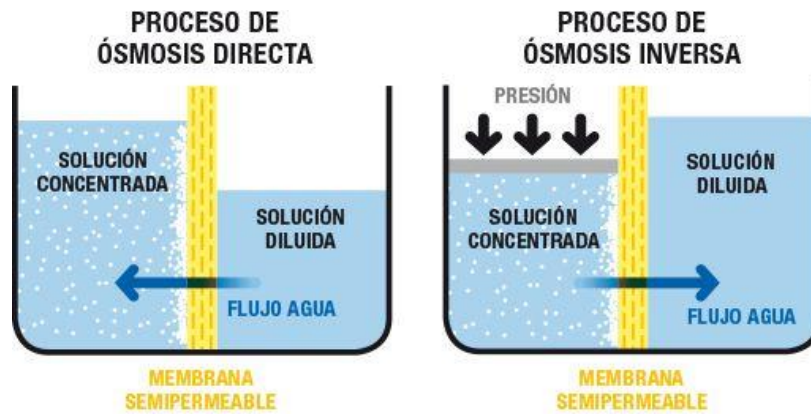


Figura 3-1. Osmosis directa vs. osmosis inversa. [19]

3.2 Plantas de desalación por OI

Extrapolando el concepto definido previamente de OI a la industria se crea la planta desaladora de OI. Esta consistirá principalmente en una bomba, encargada de elevar la presión del agua de mar, y una serie de membranas artificiales semipermeables, que eliminarán el soluto del agua, la sal. Las plantas convencionales, también cuentan con un sistema de recuperación energética, generalmente mediante un intercambiador de presión, el cuál permite reducir significativamente los consumos energéticos de estas.

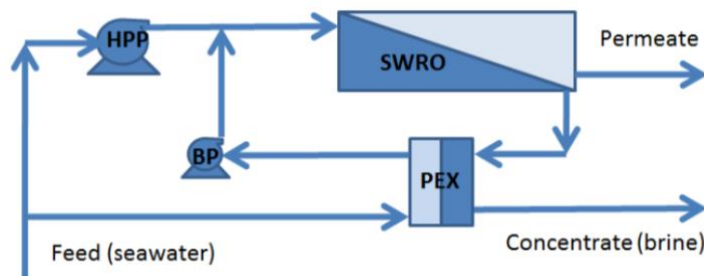


Figura 3-2. Diagrama general de una planta de OI, con recuperación energética. [4]

3.2.1 Funcionamiento de una planta de OI

Para poder comprender mejor el funcionamiento de una planta de OI, lo mejor es centrarnos en las etapas por las que pasa el agua para ser tratada. Estas etapas se describirán en los siguientes apartados:

3.2.1.1 Suministro de agua

El lugar del que se obtenga en agua será muy importante, ya que este afectará tanto al pretratamiento que haya que usar, así como al grado de ensuciamiento que presentarán las membranas. Principalmente el agua se puede obtener de dos lugares, un pozo en la playa o una toma de agua en mar abierto. El pozo en la playa es un lugar, ya que por lo general suele tener bajas concentraciones de partículas y materia orgánica. Esto se debe a que el agua ya ha sido filtrada de manera natural por un medio poroso, como pueden ser las piedras o la arena, y hará que se requiera un pretratamiento más suave. Pese a que una planta de este tipo sin ningún tratamiento tendrá menos problemas de suciedad en las membranas que una a mar abierto con tratamiento, están son mucho menos

usadas. Esto se debe a que las plantas de gran capacidad de OI requieren semejantes flujos de agua, que un pozo sería incapaz de darlos.

3.2.1.2 Pretratamiento del agua

Como ya se ha mencionado con anterioridad, uno de los principales problemas de las membranas es su tendencia a ensuciarse. Por ello, se realiza un pretratamiento al agua de mar, para prevenir ensuciamiento e incrustación de las membranas.

Este pretratamiento incluirá una serie de procesos fisicoquímicos, que dependerán fundamentalmente del agua de alimentación que tengamos. Los tratamientos principales serán una serie de membranas que se clasificarán según el tamaño de sus poros. Principalmente tenemos: microfiltración (MF), bastante usadas en el pasado, pero que en la actualidad apenas se usan por que, aunque permitan un amplio flujo de permeado, solo eliminan partículas grandes, ultrafiltración (UF), son las más usadas en la actualidad ya que presentan un balance idóneo entre eliminación de contaminantes y producción de permeado, y nanofiltración (NF), prácticamente inexistentes en este tipo de plantas. Estos tratamientos, en comparación a los convencionales proporcionan valores mucho más bajos de SDI prácticamente independientes de la variación del agua de alimentación, y con un menor uso de productos químicos y mayor tasa de eliminación de bacterias.

El proceso apropiado de selección de una membrana debe considerar siempre como requisito el caso específico del requerimiento de eliminación de algún contaminante en particular.

3.2.1.3 Desalación

La etapa de desalación comienza con el aumento de presión del agua. Este aumento de presión, de hasta 70-80 bar, dependerá fundamentalmente de la salinidad del agua, a mayor salinidad mayor presión, y de la cantidad de agua que se quiera producir, más agua, más presión. En las plantas este proceso se realiza de dos maneras, la primera consiste en una bomba de alta presión, por la que pasa entorno al 47 % del agua y la otra un intercambiador de presión, seguido de una bomba de circulación, por el que pasa el agua restante.

Una vez tenemos el agua a una presión elevada, pasamos a la desalación. Para ello introducimos el agua en unos tubos de presión, trabajando en paralelo, con las membranas trabajando en serie. De esta forma conseguimos separar el permeado del concentrado. En la actualidad las plantas son de este tipo, de un paso, pero todavía siguen existiendo plantas desde 2 a 4 pasos. Estas plantas tienen varias formas de operar, pero las principales son; usar las siguientes etapas para depurar aun más el concentrado (figura 3-2) o usar las etapas para depurar aun más el permeado y obtener así un agua más pura (figura 3-3). El añadir más etapas suele causar un aumento del consumo.

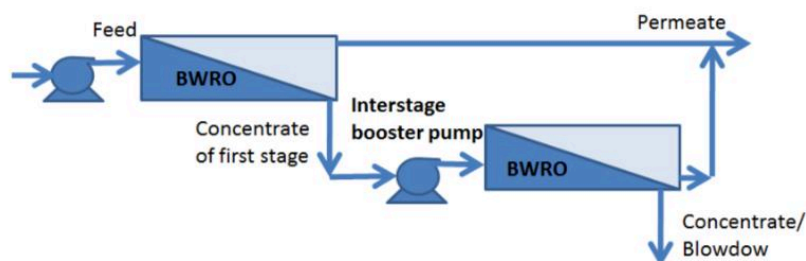


Figura 3-3. Planta de dos etapas, con segunda etapa sobre concentrado. [4]

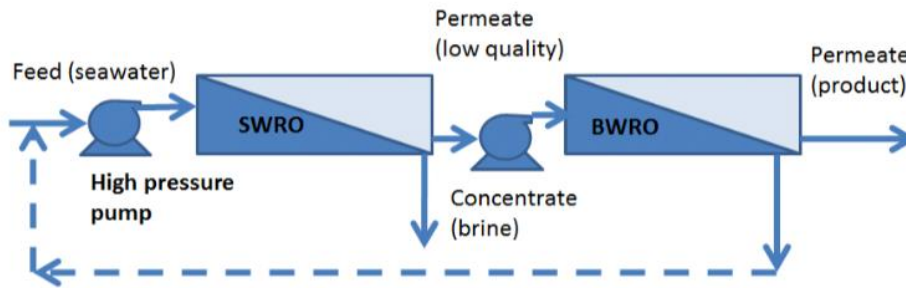


Figura 3-4. Planta de dos etapas, con segunda etapa sobre permeado. [4]

3.2.1.4 Recuperación energética del concentrado

El principal objetivo de este paso es recuperar toda la energía que sea posible del concentrado a alta presión. Para esta recuperación energética, tenemos dos tipos de dispositivos:

- Dispositivos de transferencia de energía hidráulica a energía hidráulica, denominados comúnmente intercambiadores de presión. Son los dispositivos más usados en la actualidad, ya que alcanzan una eficiencia de hasta el 95%. Estos se usan junto con una bomba de circulación, y actúan en paralelo a la bomba de alta presión.
- Dispositivos de transferencia de energía hidráulica a energía mecánica, y después a energía hidráulica. Estos dispositivos al ser de más pasos tienen eficiencias mucho menores y por tanto son bastante menos usados. Los más usados de este tipo son la turbina pelton y el turbocompresor.

3.2.1.5 Post-tratamiento del permeado

Generalmente se suele tratar el permeado antes de su distribución, para ajustarlo a los requerimientos para el agua potable (como podemos ver en ejemplo de la tabla 3-2). Este post-tratamiento vendrá fundamentalmente condicionado por su TDS. En este se incluyen una serie de medidas que se aplicarán según los déficits que tenga el agua:

- Niveles de sal diferentes a los estándares legislativos. Para solventar este problema, el permeado se suele mezclar con otra agua, para subir o bajar el nivel de sales.
- Dureza del agua. Es necesario alcanzar un nivel adecuado de esta para conseguir el sabor del agua potable y evitar problemas de corrosión en las tuberías. La medida más típica consiste en añadir hidróxido de calcio.
- Alcalinidad del agua y pH. La alcalinidad es la capacidad para neutralizar ácidos y el pH la medida de la acidez o alcalinidad del agua. Ambos parámetros estarán altamente relacionados, puesto que, para la presencia de un cierto grado de alcalinidad, ayudará al agua a mantener su pH estable. El hidróxido de calcio, ya añadido para aumentar la dureza, aumenta también el pH y la alcalinidad. Pero si se requiere un ajuste del pH, siempre se podrá añadir sosa cáustica.
- Una medida que se aplica en todos los casos es la desinfección del agua. Los compuestos más usados para la desinfección del agua son cloro, hipoclorito de sodio o cloramina.

Tabla 3-2. Ejemplo de requerimientos para agua potable. [4]

Turbidez	1 NTU
----------	-------

pH	6.5-8.5
Cloruro	<250 mg/L
Sulfuro	<250 mg/L
TDS	<1.0 mg/L
Dureza	<450 mg/L
Boron	<0.5 mg/L

3.2.1.6 Descarga de salmuera

Una vez sacamos la salmuera del sistema de recuperación energética, esta es vertida al mar través de un emisario o un pozo de dilución. Se suele expulsar en un lugar alejado de la zona de extracción de agua, para evitar toda posible contaminación de esta.

3.2.2 Elementos principales de una planta de OI

En este apartado se describirán los principales componentes de una planta de OI, y como es su funcionamiento.

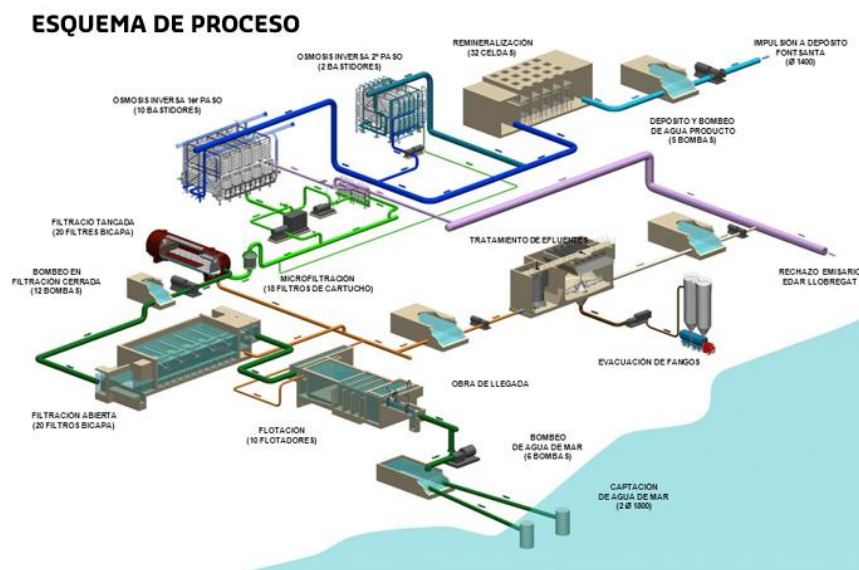


Figura 3-5. Esquema de los componentes y el proceso de una planta de OI. [20]

3.2.2.1 Bombas

Hay dos tipos, se dividen según la presión que tengan que dar:

- Bombas de alta presión. Se encargan de dar la presión necesaria al agua de mar, para que las membranas puedan tratar adecuadamente esta. La presión de estas va de los 5 a los 6.5 MPa para concentraciones inferiores a 40,000 mg/L de TDS. Suponen el mayor coste de inversión inicial y mantenimiento de estas plantas, con un porcentaje de entorno al 50%.
- Bombas de circulación. Se usan para aumentar la presión de parte del agua de entrada, una vez esta ya ha pasado por un intercambiador de presión. Es por lo que la presión que tienen que dar no es muy elevada; solo para contrarrestar la perdida de carga en los trenes de OI y la ineficiencia de los

intercambiadores, muy baja.

3.2.2.2 Sistemas de recuperación energética

Principalmente hay de dos tipos, como ya se ha descrito previamente, pero en este apartado nos centraremos solamente en los intercambiadores de presión, basados en cámaras isobáricas. Este esta compuesto principalmente por un cartucho cerámico, se suele usar este material ya que es resistente, anticorrosivo y dimensionalmente estable. Este esta a su vez formado por un rotor, una cubierta que lo rodea, y dos tapas, una para la zona del concentrado y otra para la de la entrada del agua.

Su funcionamiento se puede ver en la imagen que se muestra a continuación. En esta se ven claramente 4 fases. En la primera vemos como el agua de entrada a baja presión llena un conducto del rotor. Después, este agua es sellada en el rotor, y pasa a una zona de alta presión. En esta, fase 3, el concentrado presuriza el agua de entrada para mandar ya esta a la bomba de circulación. Una vez se ha presurizado el agua de entrada, el rotor vuelve a girar a la zona de baja presión y empezamos el proceso de nuevo. En este no se requiere ningún tipo de lubricante para el rotor, ya que se usará el propio concentrado, lo que requerirá un caudal superior de este respecto del caudal de entrada. También hay que mencionar que en los conductos del rotor se usará una barrera de agua para separar el agua de entrada del concentrado.

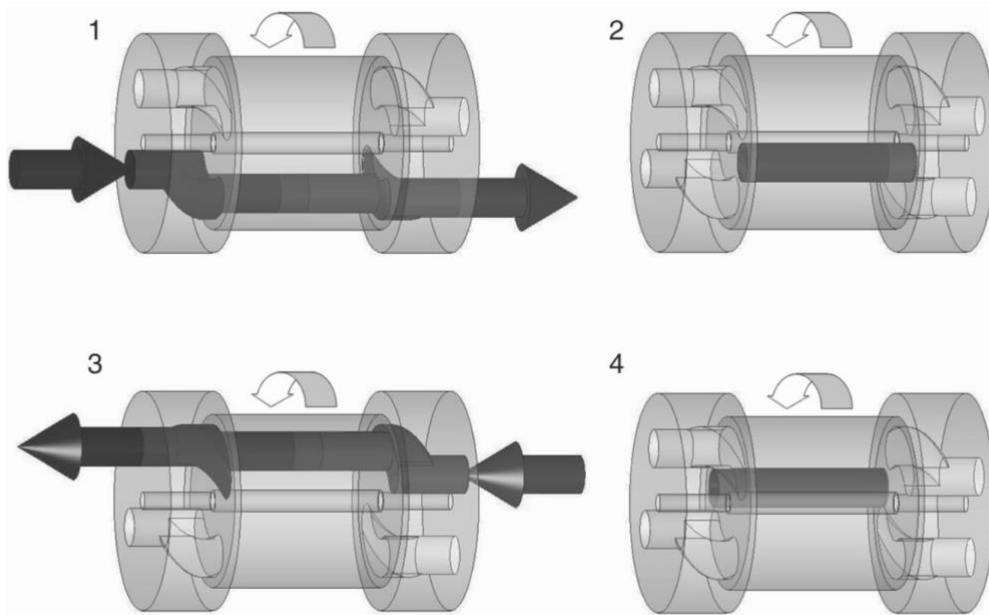


Figura 3-6. Funcionamiento de intercambiador de presión. [13]

Algunos de los principales fabricantes son ERI, Calder, RO Kinetic, KBS o Danfoss. Estos alcanzan eficiencias de hasta el 97% y consumos específicos desde 1.8 kWh/m³ hasta 2.2 kWh/m³ en instalaciones nuevas.

3.2.2.3 Membranas

Son el elemento esencial de la planta, sin el cuál la osmosis no sería posible. Estas membranas tendrán un rango de operación de 10,000 mg/l a 60,000 mg/l de TDS.

Para la desalación de agua de mar se usará una configuración en espiral – ver fig. 3-7- ya que esta tiene un rechazo de sales de más del 99 %. En esta, las membranas envolverán el tubo de permeado, al cuál este accederá

gracias a una capa que habrá ente las membranas. Mientras que el concentrado se moverá por otra capa, que creará tanto un espacio para que este se mueva, como turbulencia, para fomentar la creación de permeado. De esta forma se irán creando capas, que luego se enrollaran entorno al tubo de permeado, para crear la membrana final.

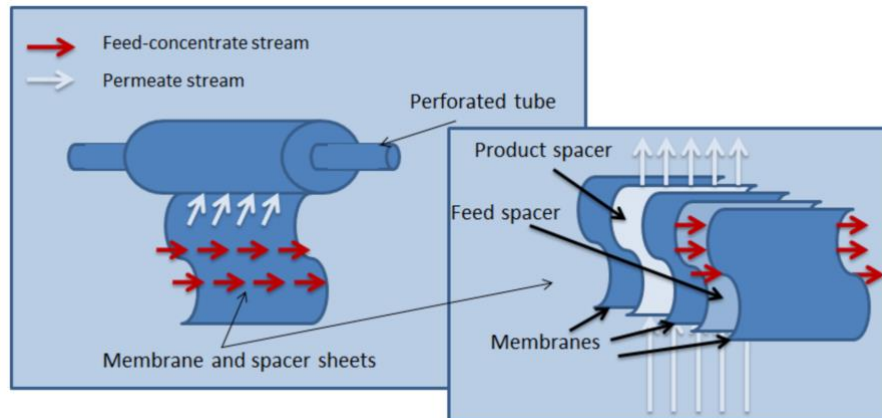


Figura 3-7. Funcionamiento de las membranas. [4]

Estas membranas a lo largo de su vida útil se enfrentarán a un problema que empeorará su funcionamiento y obligará a su restitución, el ensuciamiento. El ensuciamiento de estas es fundamentalmente un ensuciamiento superficial. Este se deberá a una amplia gama de contaminantes, para el agua de mar los principales serán el material orgánico y particulado. Este se incrustará en las capas espaciadoras por la que pasa el concentrado y deteriorará las características fundamentales de la membrana, creando una mayor pérdida de carga, una reducción del permeado o un aumento de la sal en este. Para solucionar esto se suele optar por una limpieza con productos químicos, generalmente consiste en añadir productos ácidos y/o básicos para restituir el flujo del permeado y reducir sus concentraciones de sal.

3.2.2.4 Tubo de presión

Son los tubos que englobaran las membranas para la OI, por los que pasará el agua de alimentación para ser desalada. Estos tubos tendrán dos conductos, uno al lado, por que el que entrará el agua de alimentación y saldrá el concentrado, y uno que el centro, por el que saldrá el permeado por ambos extremos. Normalmente este permeado se irá recogiendo de cada membrana y se mezclaran todos en el mismo tubo.

Uno de los elementos que más aparecen son los sellos. Estos son bastante importantes ya que impedirán que el permeado se salga de su tubo, o que el concentrado no pase por las membranas. Además, estos sellos han de estar muy bien instalados, ya que a las presiones a las que trabajamos es muy fácil que se produzca algún tipo de fallo.

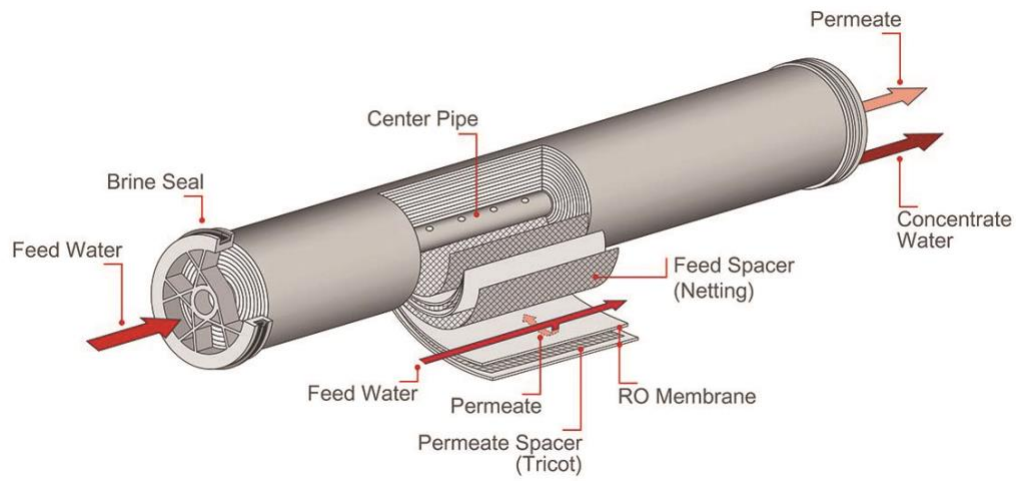


Figura 3-8. Tubo de presión. [21]

Generalmente estos suelen tener 7 tubos de membranas conectados en serie con un diámetro de unas 8".

4 DIMENSIONADO Y EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA DE OI

Este capítulo se centrará en el dimensionado de la planta de OI y en escoger un emplazamiento costero para esta. En la selección del lugar, se buscará uno que no este muy lejos de los emplazamientos de las plantas fotovoltaicas, Jeddah y Wadi Al Dawaser, y en el que nuestra planta pueda cubrir una escasez real del recurso hídrico. La parte de dimensionado se hará mediante el software ROSA [18], con el cual se creará una planta de 200,000 m³/d.

4.1 Emplazamiento de la planta

Para el emplazamiento, se ha escogido una zona que se encuentre entre la ciudad de Jeddah y la de Wadi Al Dawaser, es decir que se encuentre en algún punto de la zona roja que se ve en la imagen inferior. Esta zona sufre una gran escasez de agua, a diferencia del centro del país, donde hay agua subterránea almacenada. Por lo que el agua que se consumirá en está, procederá exclusivamente de desalación o de tratamiento de aguas residuales.



Figura 4-1. Mapa de los emplazamientos en Arabia Saudí.

Una vez escogida la zona, hemos hecho una comparación de los recursos hídricos y consumos de agua en esta. Para ello se han comparado los recursos hídricos, precipitaciones, población y su uso de agua, y otros usos de agua, de tres emplazamientos en la zona. En otros usos de agua destaca la agricultura, ya que esta absorbe del 85 al 90% del consumo de agua. En este, como se puede ver en la imagen inferior, destaca Jeddah.

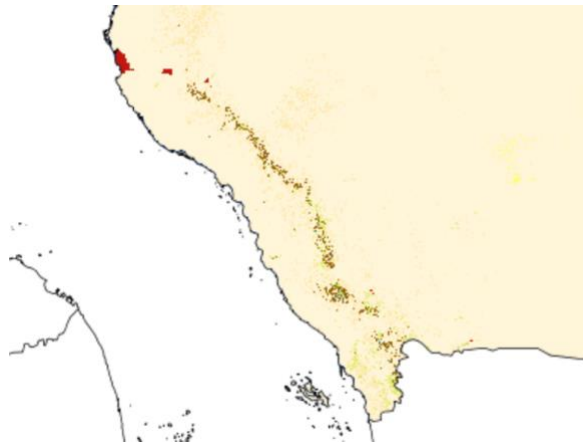


Figura 4-2. Usos de la tierra en SAU (en rojo zonas de cultivos artificiales). [6]

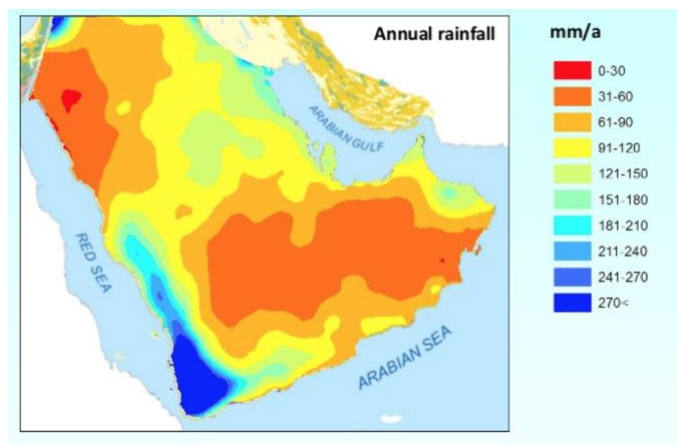


Figura 4-3. Mapa de precipitaciones en la península arábiga. [5]

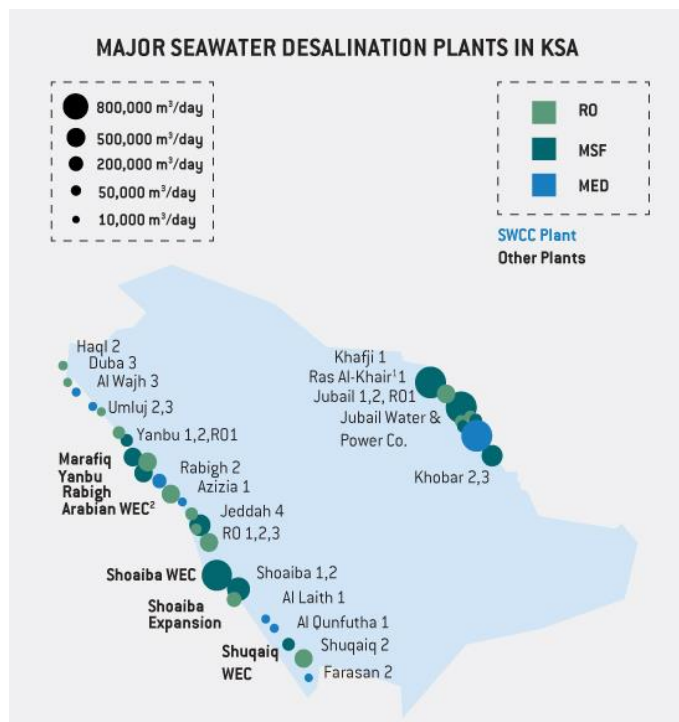


Figura 4-4. Mapa de plantas desaladoras en Arabia Saudí. [14]

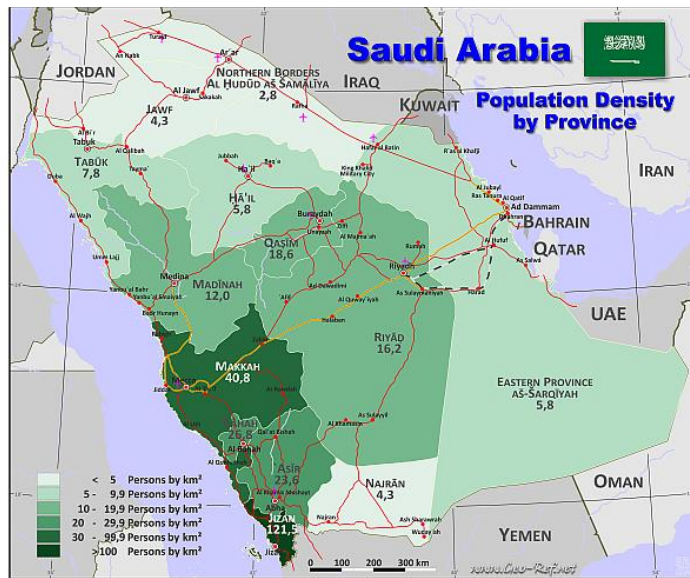


Figura 4-5. Mapa de densidad de población en Arabia Saudí. [22]

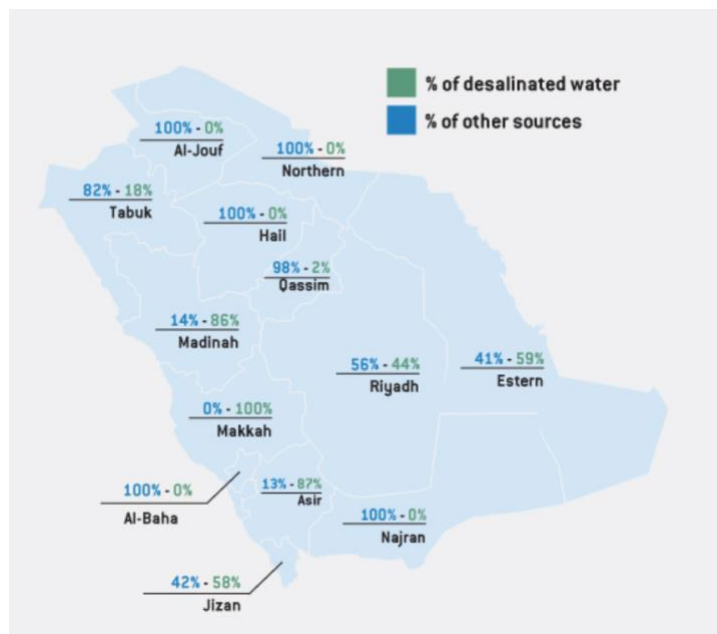


Figura 4-6. Mapa de procedencia del agua en Arabia Saudí. [14]

Tabla 4–1. Comparación de emplazamientos para planta de OI. [5, 6, 11 y 14]

Emplazamiento	Hefar	Jeddah	Jizán
Precipitación media anual (mm/a)	190	100	230
Población estimada 100 Km a la redonda de la planta	300,000	4,200,000	1,500,000
Consumo de agua por parte de personas (280 L/persona*d) (m ³ /d)	84,000	1,176,000	420,000
Capacidad de plantas desaladoras instaladas en la zona (m ³ /d)	20,000	2,400,000	260,000
Consumos de agua para la agricultura	Bajo	Alto	Bajo
Origen de fuentes de agua	Mayoritariamente de origen natural	Desalación	Mayoritariamente desalación

Pese a que con los resultados de necesidades hídricas apuntan a la región de Jeddah como la idónea, esta ya posee una elevada capacidad de desalación. Por tanto, se ha decidido escoger la región de Jizán, ya que esta, pese a un relativamente alto nivel de precipitaciones, posee escasos recursos hídricos naturales y tiene una elevada población.

4.2 Simulaciones con ROSA

En este apartado se describirán las diversas simulaciones que se realizarán con ROSA. Este es un programa que nos permite diseñar plantas de osmosis inversa que cumplan las especificaciones de tratamiento de agua que deseemos. Para usar este programa, solo se requerirán algunos datos básicos del agua a pretratar, como los que se pueden ver en la tabla 4-2, y tras ello bastara con probar diferentes configuraciones, como se ve en la 4-5, para hallar nuestra configuración idónea. Generalmente, se suele buscar el óptimo entre una configuración que minimice el TDS y una que minimice el consumo energético específico de la desalación.

4.2.1 Configuración inicial de ROSA

Se comenzará introduciendo los parámetros del agua, que corresponderán a los del mar Rojo para nuestro emplazamiento.

Tabla 4–2. Composición y características del agua de mar en el mar Rojo. [9]

Temperatura (° C)	16
pH	7.8
Ca ⁺ (ppm)	500
Mg ⁺ (ppm)	1,540
Na ⁺ (ppm)	13,300
K ⁻ (ppm)	490
CO ₃ ⁻ (ppm)	2.3
HCO ₃ ⁻ (ppm)	126.8
SO ₄ ²⁻ (ppm)	3,240
Cl ⁻ (ppm)	23,180
F ⁻ (ppm)	-
NO ₃ ⁻ (ppm)	-
B ⁺ (ppm)	5.3
SiO ₂ (ppm)	-
TDS (ppm)	42,389

Luego se han introducido el resto de los parámetros básicos en el sistema, que son los siguientes:

Tabla 4–3. Parámetros de la planta.

Tipo de membrana	SW30HR-440i
Caudal de permeado (m ³ /d)	200,000
Factor de ensuciamiento	0.85
Rendimiento de la bomba (%)	80

4.2.2 Simulaciones con ROSA

Ya con los parámetros iniciales, se ha procedido a realizar diversas simulaciones. Estas se han realizado con el objetivo de disminuir el consumo específico de la planta, y siempre manteniendo un TDS inferior a 400 mg/L. A la hora de simular, las únicas limitaciones que han existido y se han tenido en cuenta, son la conversión, que se ha intentado mantener entre el 41-48 %, y las de las membranas que hemos usado, estas se mencionan en la siguiente tabla. En todas las simulaciones que se han realizado, se ha tomado como una de las variables de entrada, el permeado, para poder mantener este siempre constante, 200.000 m³/d.

En este primer conjunto de simulaciones se usará una membrana con una permeabilidad muy baja, la SW30HR-440i. Esta nos permitirá obtener un permeado con una calidad muy alta, sacrificando algo más de energía.

Tabla 4-4. Limitaciones de la membrana SW30HR-440i.

Presión máxima recomendada (bar)	82.74
Caudal máximo de permeado recomendado (m ³ /d)	34.98
Caudal mínimo de alimentación recomendado (m ³ /d)	70.86

Tabla 4-5. Simulaciones para el dimensionado de la planta en mar Rojo, membrana SW30HR-440i.

Nº de simulación	Presión de alimentación (bar)	Nº total de tubos de presión	Nº de membranas por tubo de presión	TDS (ppm)	Conversión (%)	Consumo específico (kWh/m ³)
1	80.26	1600	7	71.95	42	6.64
2 ³	64.00	1600	7	142.93	43	11.63
3	73.68	1900	7	85.00	42	6.09
4	75.19	1600	7	81.45	42	6.22
5	80.50	1400	8	71.51	42	6.66
6	79.53	1600	7	71.10	41	6.74
7	85.65	2000	5	65.81	42	7.08
8	81.01	1600	7	72.83	43	6.54
9	75.19	1900	7	87.19	44	5.93
10	72.34	2200	7	103.50	46	5.46
11	68.98	2200	8	117.68	46	5.21
12	67.36	2600	8	143.59	48	4.87

De todas las simulaciones, destaca especialmente la 12, por su bajo consumo específico, de tan solo 4.87 kWh/m³.

Ahora se ha utilizado de nuevo el programa ROSA para simular el mismo caso anterior, pero cambiando la membrana, a la SW30HRLE-440i. Se ha cambiado a esta membrana, ya que permite unos costes más razonables. En cuanto al óptimo en este caso, se ha intentado buscar el que propone Wilf [9] en su caso para el mar Rojo. En este, el óptimo lo consigue con una conversión del 47 %, y un flujo promedio del permeado de 14.0 L/m²h. Los resultados se exponen en la tabla que se muestra a continuación.

³ En esta simulación se han añadido una configuración diferente al resto. Tenía una segunda fase para la salida del concentrado.

Tabla 4–6. Simulaciones para el dimensionado de la planta en mar Rojo, membrana SW30HRLE-440i.

Nº de simulación	Presión de alimentación (bar)	Nº total de tubos de presión	Nº de membranas por tubo de presión	TDS (ppm)	Conversión (%)	Consumo específico (kWh/m ³)	Flujo medio de permeado (L/m ² h)
1	67.42	2300	7	151.73	47	4.98	12.66
2	64.83	2300	7	145.29	44	5.12	12.66
3	71.76	1900	7	125.41	47	5.30	15.33
4	69.55	2080	7	137.12	47	5.14	14.00

De estos, se ha escogido el caso que propone Wilf, que tiene un consumo de 5.14 kWh/m³. El consumo real de esta opción, una vez añadido el intercambiador de presión ERI PX, sale de 3.52 kWh/m³.

4.3 Costes de la planta

En este apartado de realizará una evaluación de los costes de la planta de OI. Esta se hará usando los costes del apéndice B de Wilf [9], y extrapolándolos a nuestro caso. En este caso se ha partido de los datos iniciales de Wilf, y solo se han reducido los costes de personal, por economía de escala, y se han aumentado los de energía a 0.0859 \$/kWh, que es el coste de la producción de energía fotovoltaica.

Tabla 4–7. Costes de la planta [9]

Variable	Coste (\$)	% del Total
Costes directos de construcción		
Preparación del sitio	2,900,000	1.0
Toma de agua	13,800,000	4.8
Pretratamiento	23,200,000	8.1
Equipamiento de la planta de OI	92,800,000	32.3
Post-tratamiento	5,800,000	2.0
Descarga de salmuera	7,250,000	2.5
Gestión de los residuos	4,350,000	1.5
Sistemas eléctricos	6,500,000	2.3
Sistemas y servicios auxiliares	5,800,000	2.0
Edificios	8,700,000	3.0
Arranque, puesta a punto y pruebas de	5,800,000	2.0

funcionamiento		
Subtotal (costes directos de construcción)	176,900,000	
<hr/>		
Servicios de ingeniería		
Ingeniería preliminar	2,900,000	1.0
Pruebas en sistema piloto	2,900,000	1.0
Diseño detallado de la planta	14,500,000	5.1
Gestión y supervisión de la construcción	8,700,000	3.0
Subtotal (servicios de ingeniería)	29,000,000	
<hr/>		
Desarrollo del proyecto		
Administración y dirección	5,800,000	2.0
Permisos medioambientales	13,050,000	4.6
Servicios legales	4,350,000	1.5
Subtotal (desarrollo del proyecto)	23,200,000	
<hr/>		
Costes financieros del proyecto		
Interés durante la construcción	5,800,000	2.0
Fondo de reserva para el préstamo	14,500,000	5.1
Otros costes financieros	11,600,000	4.0
Subtotal (costes financieros del proyecto)	31,900,000	
<hr/>		
Contingencia	26,100,000	
<hr/>		
Costes totales	287,100,000	
<hr/>		

Tabla 4-8. Costes de operación y mantenimiento. [9]

Variable	Coste (\$)	Coste unitario (\$/m ³)
Costes variables		
Energía	22,046,000	0.302
Productos químicos	1,752,000	0.024
Cambios de membranas	3,066,000	0.042
Eliminación de desechos	1,314,000	0.018
Subtotal (costes variables)	28,178,000	0.386
Costes fijos		
Coste de personal	1,168,000	0.016
Mantenimiento	1,898,000	0.026
Control ambiental y de rendimiento	438,000	0.006
Costes indirectos	2,847,000	0.039
Subtotal (costes fijos)	6,351,000	0.087
Coste total de operación y mantenimiento	34,529,000	0.473

Después de obtener los costes, se ha sacado el coste unitario del agua mediante el Wilf y ROSA. Para ROSA se han introducido los siguientes datos:

Tabla 4-9. Parámetros de coste del agua para ROSA.

Vida de la planta	20 años
Interés	5.5 %
Coste de la energía	0.0859 \$/kWh
Cambios de membranas	Cada 5 años
Eficiencia en la recuperación de energía	95 %
Coste de los tubos a presión	1200 \$/ud.
Coste de las membranas	1500 \$/ud.

Tabla 4–10. Coste del agua (\$/m³).

Costes de operación y mantenimiento	0.473
Coste de la planta	0.332
Coste del agua	0.805
Coste del agua obtenido con ROSA	0.520

Ahora en la siguiente gráfica que se muestra a continuación, se puede ver como habría sido el coste específico del agua, dependiendo del lugar del que obtuviésemos la energía. En esta gráfica el precio del agua solo variará con respecto al precio de la energía (PPA) calculado en el capítulo 2.

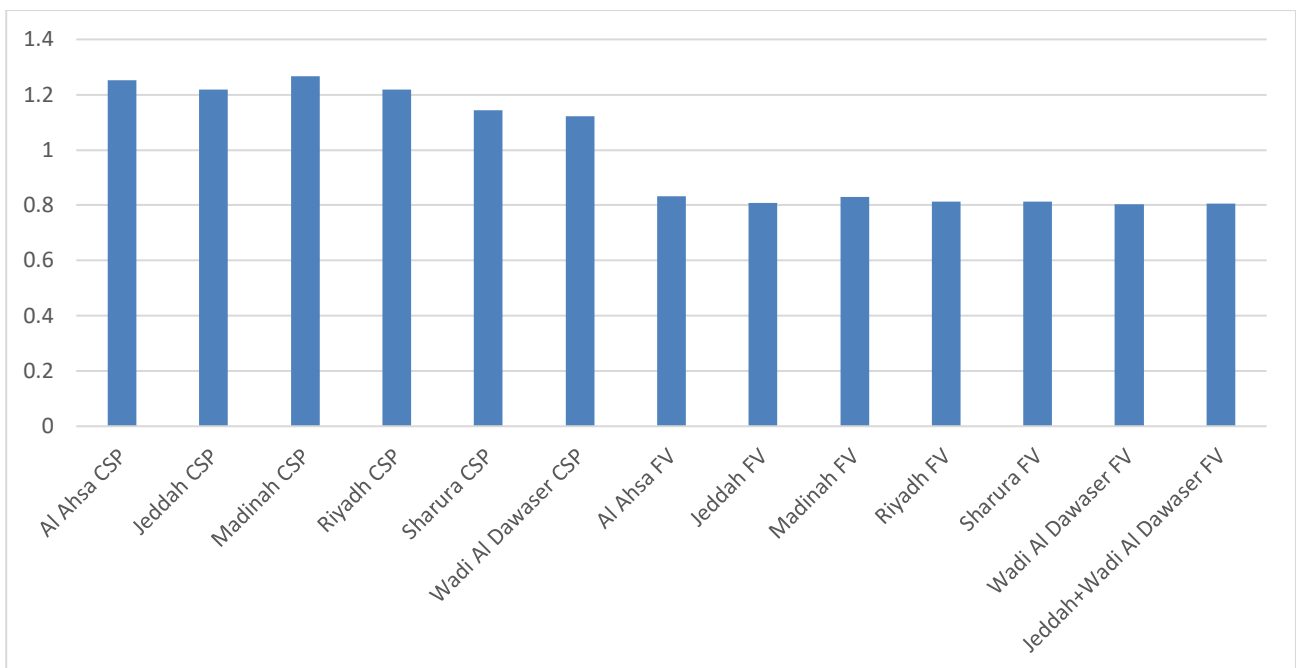


Figura 4-7. Gráfica comparativa de precios en \$/m³ de agua para las diferentes plantas de producción energética para una planta en el mar Rojo.

4.4 Caso adicional

Nuestro caso principal se ha tomado en el mar Rojo, por que este se encontraba más cerca del emplazamiento de nuestras plantas. Pero Arabia Saudita también dispone de una amplia zona costera en el golfo Pérsico, así que también se han hecho unas simulaciones en esta zona para ver los costes que tendría la producción de agua (\$/m³) en esta.

Para esto se ha seguido un procedimiento similar al que se hizo en los apartados anteriores. Lo único que cambiará esta vez será la composición del agua de mar – ver tabla 4-11- , y la configuración idónea de Wilf [9]. La configuración recomendada por Wilf en este caso es un flujo medio de permeado de 12.7 L/m²h y una conversión del 42%.

Tabla 4–11. Composición y características del agua de mar en el golfo Pérsico. [9]

Temperatura (°C)	16
pH	7.0
Ca ⁺ (ppm)	478
Mg ⁺ (ppm)	1,672
Na ⁺ (ppm)	14,099
K ⁻ (ppm)	530
CO ₃ ⁻ (ppm)	4.2
HCO ₃ ⁻ (ppm)	154
SO ₄ ²⁻ (ppm)	3,314
Cl ⁻ (ppm)	24,927
F ⁻ (ppm)	-
NO ₃ ⁻ (ppm)	-
B ⁺ (ppm)	5
SiO ₂ (ppm)	-
TDS (ppm)	45,199

Tabla 4–12. Simulaciones para el dimensionado de la planta en golfo Pérsico, membrana SW30HRLE-440i.

Nº de simulación	Presión de alimentación (bar)	Nº total de tubos de presión	Nº de membranas por tubo de presión	TDS (ppm)	Conversión (%)	Consumo específico (kWh/m ³)	Flujo medio de permeado (L/m ² h)
1	69.21	2400	7	164.39	45	5.34	12.14
2	65.77	2400	7	155.57	41	5.57	12.14
3	68.36	2200	7	144.64	42	5.65	13.24
4	67.48	2293	7	150.68	42	5.58	12.70

Una vez se conoce el consumo energético de la planta, se ha calculado el coste específico de agua para el caso más económico, el de las plantas fotovoltaicas de Jeddah y Wadi Al Dawaser, una vez actualizado el consumo real con el ERI PX, que sale de 3.65 kWh/m³. Este es de 0.816 \$/m³, un 1.4 % más cara que en el caso del mar Rojo. A continuación, se muestra una figura con la diferencia de precios según cada emplazamiento, tanto de planta desaladora, como de planta de producción de energía.

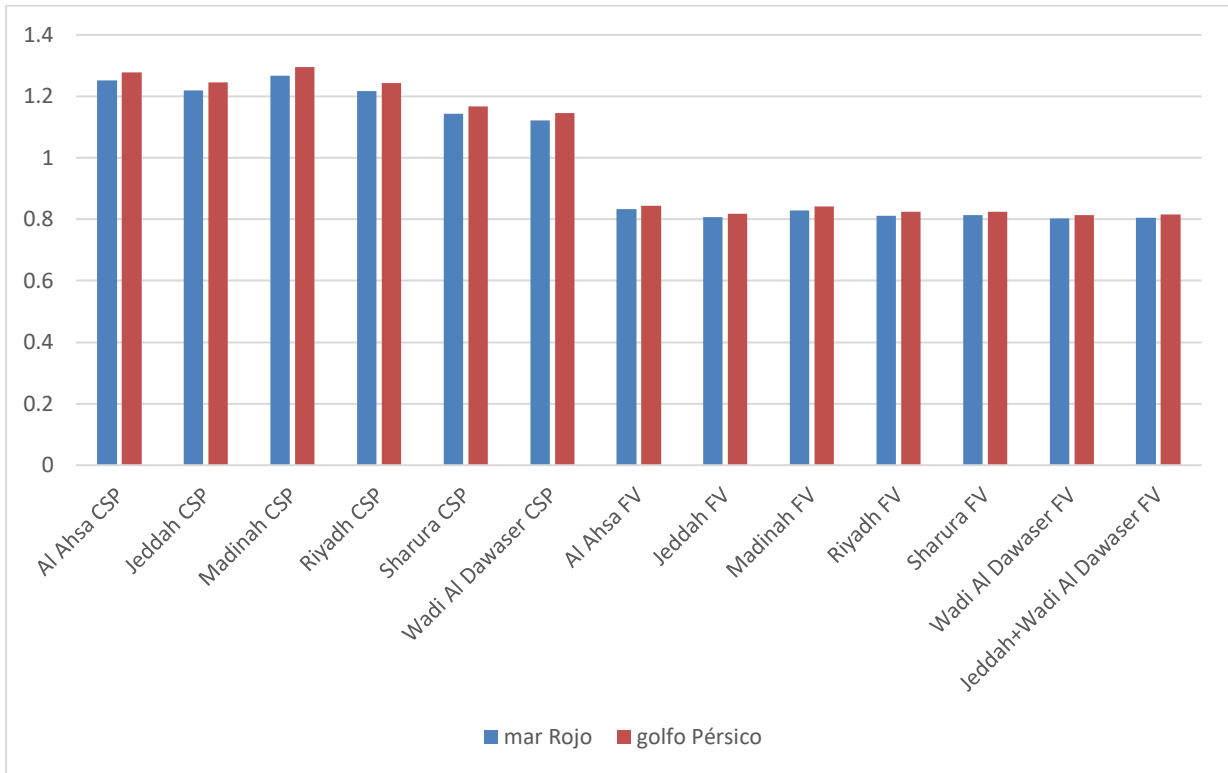


Figura 4-8. Gráfica comparativa de precios en \$/m³ de agua para las diferentes plantas de producción energética para una planta en el golfo Pérsico

CONCLUSIONES

En este apartado se expondrán las principales conclusiones que se han obtenido del análisis de emplazamientos en Arabia Saudí, de los distintos tipos de tecnologías renovables para la producción energética y distintos tipos de configuraciones para un planta de OI. Las conclusiones que se han obtenido son las siguientes:

1. En Arabia Saudita hay un importante recurso solar, como se puede ver en las figuras 2-2 y 2-6, y también una gran demanda de desalación (ver fig. 4-6). Por lo cual, la búsqueda de soluciones sostenibles para cubrir la demanda de agua es esencial para el país, y la tecnología solar una opción muy atractiva para ello.
2. Ya que la desalación por destilación es menos eficiente que la osmosis inversa (ver tabla 3-1), incluso aunque esté integrada en la planta de potencia, no tendría mucho sentido integrar la planta solar con la de desalación. Además, al situar la planta solar junto al mar, habría muchos problemas de corrosión en sus componentes, y se atenuaría la irradiancia solar directa.
3. Al tener una planta de desalación no integrada con la de producción solar, esto nos permitirá operar a plena capacidad las 24 horas del día, y por tanto reducir la capacidad de la planta de desalación para un mismo caudal de permeado al día. Lo que supondrá una significativa reducción de costes.
4. El análisis del concepto de desalación no integrado permite extraer las siguientes conclusiones:
 - Los costes de la fotovoltaica en cuanto a potencia instalada son de 1.14 \$/Wp, bastante más bajos que los de la cilindro parabólica, que son 6.91 \$/W, 6.06 veces más. Sin embargo, en cuanto a coste de producción energética (PPA) el kWh de la cilindro parabólica es 2.06 veces superior al de la fotovoltaica (ver figura 2-9, de la cuál se han cogido los precios del emplazamiento más favorable de cada tecnología). Esta diferencia de proporciones respecto al coste del W y el del kWh se deberá principalmente a los sistemas de almacenamiento.
 - Las variables meteorológicas que influyen en las CCP no son las mismas que en las plantas fotovoltaicas. En la primera, las principales serán la irradiancia directa normal, cuanto más alta mejor, y la temperatura ambiente, que conviene que sea baja, para que también lo sea la de condensación y se aumente así el rendimiento de nuestro ciclo. Y en las fotovoltaicas, la GHI, la temperatura ambiente y el viento, y además se buscará que estas dos últimas sean lo más bajas posibles. Esto hace que el lugar idóneo para un CCP, pueda no serlo para una planta fotovoltaica.
 - La configuración óptima de una CCP en Arabia Saudí, esta en un almacenamiento térmico de 7 h y un múltiplo solar de 2.5, como se puede ver en la tabla 2-12, instalado en Wadi Al Dawaser.
 - Se recomiendan como localizaciones de las plantas fotovoltaicas, Jeddah y Wadi Al Dawaser, con un total de 190,25 MWp (ver tabla 2-14).

ANEXO I: PLANTAS FOTOVOLTAICAS

En este anexo se expondrán algunos datos generales acerca de las plantas de Jeddah y Wadi Al Dawaser en las que se instalará nuestro proyecto (tabla 5-1), y como evolucionará la producción a los largo de un año (figura 5-1) y a lo largo de su vida (figura 5-2).

Tabla 5-1. Datos generales de las plantas

Variable	Jeddah	Wadi Al Dawaser	Total
Potencia instalada (kW)	95,750	94,500	190,250
Número de paneles	299,069	295,159	594,228
Área total de paneles (m ²)	548,792	541,617	1,090,409
Configuración de paneles (serie; paralelo)	23; 13,003	23; 12,833	-
Número de inversores	48	47	95
Producción anual de la planta (MWh)	161,362	161,441	322,803
PPA (real) (cent/kWh)	8.64	8.53	8.59
LCOE (real) (cent/kWh)	7.67	7.57	7.62
Inversión (M\$)	107.717	109.144	216.861
TIR al final del proyecto (%)	-	-	10.09

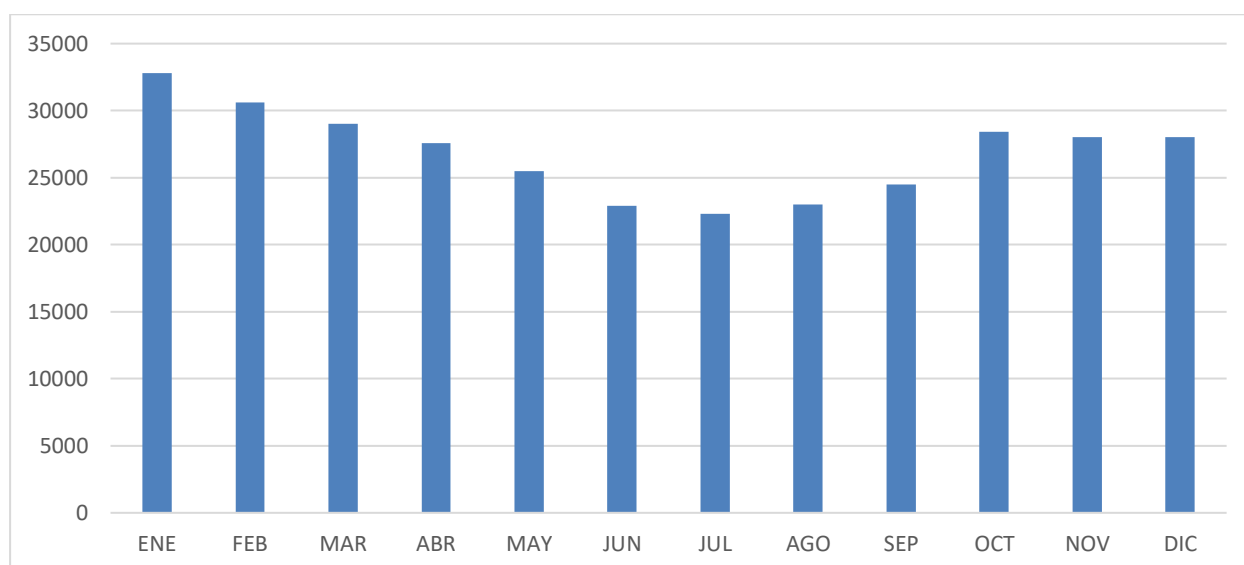


Figura 5-1. Energía producida en MWh por mes a lo largo de un año.

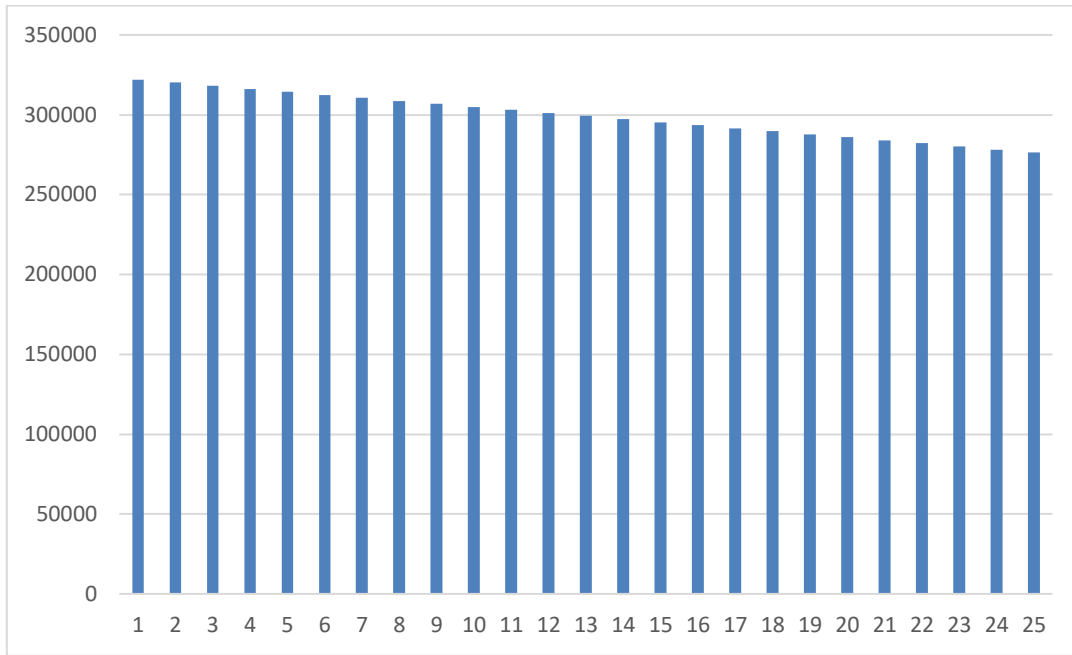


Figura 5-2. Evolución de la energía producida en MWh por año a lo largo de la duración del proyecto.

REFERENCIAS

- [1] Lauren F. Greenlee, Desmond F. Lawler, Benny D. Freeman, Benoit Marrot, Philippe Moulin: *Reverse osmosis desalination: Water sources, technology, and today's challenges*. The University of Texas at Austin, Austin, TX, Estados Unidos, Université Paul Cézanne, Aix en Provence, Francia, 2009.
- [2] Ali Al-Karaghoul, Lawrence L. Kazmerski: *Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Estados Unidos, 2012.
- [3] Saudi Arabian Monetary Authority. Sitio de internet: www.sama.gov.sa (accedido el 12 de marzo de 2018).
- [4] B. Peñate Suárez, L. García Rodríguez, *Energy-Efficient Design of Seawater Reverse Osmosis Desalination*. 2017
- [5] International Decade for Action 'WATER FOR LIFE' 2005-2015. Sitio de internet: <http://www.un.org/waterforlifedecade/> (accedido el 8 de abril de 2018).
- [6] Food and Agriculture Organization of the United Nations. Sitio de internet: <http://www.fao.org> (accedido el 8 de abril de 2018).
- [7] Jinko Solar. Sitio de internet: <https://www.jinkosolar.com> (accedido el 12 de marzo de 2018).
- [8] ABB. Sitio de internet: <http://new.abb.com/es> (accedido el 12 de marzo de 2018).
- [9] Wilf, M.: *The Guidebook to Membrane Desalination Technology. Reverse Osmosis, Nanofiltration and Hybrid Systems Process, Design, Applications and Economics*. Balaban Desalination Publications, 2007. ISBN 0-86689-065-3.
- [10] Turchi C.: *Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM)*. 112 pp.; NREL/TP-550-47605. National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [11] Pagina en Wikipedia de Arabia Saudi. Sitio de internet: https://es.wikipedia.org/wiki/Arabia_Saudita (visitado el 8 de abril de 2018)
- [12] Isidoro Lillo Bravo: *Teoría y problemas de instalaciones fotovoltaicas*. Universidad de Sevilla, 2017.
- [13] Ian B. Cameron, Rodeny B. Clemente: *SWRO with ERI's PX Pressure Exchanger device - a global survey*. Energy Recovery, Inc., San Leandro, CA, USA, 2007.
- [14] Foro sobre inversión en el agua. Sitio de internet: <http://wif.sa/en/> (accedido el 17 de abril de 2018).
- [15] Kurup, P.; Turchi, C.: *Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM)*. NREL/TP-6A20-65228. National Renewable Energy Laboratory, 2015
- [16] Sitio de internet: <http://www.centralestermosolares.com> (accedido el 10 de marzo de 2018).
- [17] NREL (National Renewable Energy Laboratory), programa SAM (System Advisor Model): <https://sam.nrel.gov/download> (versión descargada el 15 de octubre de 2017).
- [18] Dow Chemical Company, programa ROSA (Reverse Osmosis System Analysis) : <https://dowwater.custhelp.com/app/software/other> (versión descargada el 30 de marzo de 2017).
- [19] Sitio de internet: <https://aquadepure.es> (accedido el 30 de abril de 2018).

- [20] Sitio de internet: <http://www.degremont.es/es/index.php> (accedido el 12 de abril de 2018).
- [21] Sitio de internet: <https://www.desalination.biz> (accedido el 12 de abril de 2018).
- [22] Sitio de internet: <http://www.geo-ref.net/sp/sau.htm> (accedido el 27 de abril de 2018).