



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M³/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

AUTOR: CARLOS IGNACIO CONESA MARTÍNEZ

TUTOR: FERNANDO IBAÑEZ ESCOBAR

COTUTOR:

Curso Académico: 2018-19

ÍNDICE GENERAL

Abreviaturas

Definiciones

- 1. Memoria Descriptiva***
- 2. Pliego de Condiciones***
- 3. Presupuesto***
- 4. Planos***
- 5. Anexos***

Abreviaturas

- AC: Alternating Current (corriente alterna).
- ACS: Agua Caliente Sanitaria.
- ATR: Acceso de Terceros a la Red.
- DC: Direct Current (corriente continua).
- DH: Discriminación Horaria.
- CUPS: Código Universal de Punto de Suministro.
- GEI: Gases de Efecto Invernadero.
- IDAM: Instalación Desalinizadora de Agua de Mar.
- IR: Infrarrojo.
- MPPT: Maximum Power Point Tracker.
- NOCT: Nominal Operating Cell Temperature.
- OI: Ósmosis Inversa.
- STC: Standard Test Conditions.
- TCO: Óxido Transparente Conductor.
- THD: Total Harmonic Distortion.
- TDS: Total Dissolved Solids (Sólidos Disueltos Totales).
- UV: Ultravioleta.
- Wp: Vatios pico.

Definiciones

Unidad Astronómica (AU): es la distancia media entre el Sol y la Tierra, y tiene un valor de $1.496 \cdot 10^8$ km (ver Figura 26).

Esfera celeste: también conocida como “bóveda celeste”; se trata de una esfera imaginaria de radio indefinido, concéntrica con la Tierra, sobre la cual se sitúan todos los astros visibles desde la Tierra.

Salmuera: residuo acuoso de la desalinización que tiene el doble de concentración de sal que el agua de mar inicial. Por cada dos litros de agua de mar se obtiene un litro de agua dulce, y un litro de agua con el doble de concentración salina.

String: Cadena de módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Análisis del consumo energético de una desaladora de 28.000 m³/día, y proyecto de una instalación solar fotovoltaica para su autoconsumo.

DOCUMENTO Nº1. MEMORIA DESCRIPTIVA

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA DESCRIPTIVA

<i>CAPÍTULO 1. Motivación.</i>	7
<i>CAPÍTULO 2. Objeto del proyecto.</i>	8
<i>CAPÍTULO 3. Alcance del proyecto.</i>	8
<i>CAPÍTULO 4. Antecedentes.</i>	8
4.1 Desalación: Historia y definición	8
4.2 Tipos de desaladoras	10
4.3 La desaladora de Jávea	16
4.4 Principales consumos energéticos en las desaladoras	22
4.5 Ahorro energético en las desaladoras.....	24
4.6 Energías renovables en las desaladoras	27
<i>CAPÍTULO 5. Normas y referencias.</i>	32
5.1 Disposiciones legales y normas aplicadas	32
5.2 Bibliografía.....	32
5.3 Programas de cálculo.....	36
<i>CAPÍTULO 6. Titular de la planta híbrida solar fotovoltaica-eólica.</i>	37
<i>CAPÍTULO 7. Tipo de actividad y emplazamiento de la planta híbrida SFV-E.</i>	37
<i>CAPÍTULO 8. Energía solar fotovoltaica.</i>	37
8.1 Radiación solar	37
8.2 Efecto fotovoltaico	40
8.3 Células y módulos fotovoltaicos	42
8.4 Estructura soporte	47
8.5 Inversores	49
8.6 Tipos de instalaciones fotovoltaicas	54
<i>CAPÍTULO 9. Análisis del consumo energético de la desaladora.</i>	56
9.1 Consumo energético de la desalinizadora	56
9.2 Tarifa eléctrica contratada	73
<i>CAPÍTULO 10. Análisis de las alternativas.</i>	76
10.1 Necesidades energéticas y cobertura	76
10.2 Curvas de producción fotovoltaica y consumo eléctrico actual	76
10.3 Alternativas de autoconsumo	82

CAPÍTULO 11. Análisis económico de la inversión.	85
CAPÍTULO 12: Solución final y conclusiones.	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Proceso de desalinización por destilación súbita multietapa (MSF). Fuente: (Ros, 2011).	10
Figura 2: Proceso de desalinización por destilación multiefecto (MED). Fuente: Dévora et al. (2012).	11
Figura 3: Proceso de desalinización con destilación por compresión de vapor. Fuente: Dévora et al. (2012).	12
Figura 4: Proceso de desalinización con membranas mediante electrodiálisis (ED). Fuente: Dévora et al. (2012).	13
Figura 5: Procesos de ósmosis directa y ósmosis inversa. Fuente: ath (s.a.).	14
Figura 6: Proceso general de una planta de Ósmosis Inversa. Fuente: Dévora et al. (2012).	14
Figura 7: Coste relativo de la producción de agua dulce según la tecnología. Fuente: Fritzmann et al. (2007).	15
Figura 8: Pozo de captación.	16
Figura 9: Bombas de agua de mar (o bruta).	16
Figura 10: Filtros de arena.	16
Figura 11. Filtros de bujías.	17
Figura 12: Turbobombas.	17
Figura 13: Bastidores de tubos de presión. Tubos de presión conectados en paralelo.	18
Figura 14: Bombas de agua tratada.	18
Figura 15: Esquema de funcionamiento de la planta desalinizadora de ósmosis inversa de Jávea.	19
Figura 16: Esquema eléctrico de los dos centros de transformación de la planta.	19
Figura 17: Evolución histórica del consumo energético específico en plantas de OI. Fuente: Fritzmann et al. (2007).	22
Figura 18: Distribución del consumo energético de una desaladora de OI de una etapa. Fuente: Fritzmann et al. (2007).	23
Figura 19: Sistema de desplazamiento positivo DWEER. Fuente: FlowServe (2012).	25
Figura 20: Sistema de desplazamiento positivo PX. Fuente: Energy Recovery (2013).	25
Figura 21: Turbina pelton de dos inyectores.	26
Figura 22: Turbocompresor. Fuente: Energy Recovery (2013).	26
Figura 23: Destilación solar. Fuente: Sitiosolar (2014).	28
Figura 24: Estanques solares. Fuente: EsRenovable (2011)	29
Figura 25: Energía geotérmica. Fuentes: TecnoBlogSanMartín (2012) y Lampadia (2016).	30
Figura 26: Movimiento de la tierra alrededor del sol. Fuente: Montagud (s.a.).	38
Figura 27: Ángulo de incidencia de la radiación solar sobre la Tierra según la época del año. Fuente: Sánchez (s.a.).	39
Figura 28: Componentes de la radiación solar. Fuente. Universidad de Jaén (s.a.).	40
Figura 29: Bandas de energía de los materiales. Fuente: Radio Electrónica (s.a.).	40
Figura 30: Semiconductores tipo n y tipo p (dopados). Fuente: WordPress (2012)	41
Figura 31: Unión PN y cargas descubiertas. Fuente: HyperPhysics (s.a.).	41
Figura 32: Polarización inversa (izqda.) y polarización directa (dcha.). Fuente: Electrónica Fácil (s.a.).	41
Figura 33: Característica tensión corriente de semiconductores. Fuente: Sánchez (s.a.).	42
Figura 34: Distribución y dimensiones de las capas de una célula fotovoltaica. Fuente: Universidad de Jaén (s.a.).	44
Figura 35: Conexión de células en serie dentro de un panel fotovoltaico. Fuente: WEER (s.a.).	44
Figura 36: Capas de un módulo fotovoltaico y conexión de células solares. Fuente: Ingemecánica (s.a.).	45
Figura 37: Materiales de un módulo fotovoltaico. Fuente: SunFields Europe (s.a.).	45
Figura 38: Curvas P-V para diferentes valores de irradiancia. Fuente: Talesun.	46
Figura 39: Curvas I-V para diferentes temperaturas. Fuente: Talesun.	46
Figura 40: Estructura fija y estructura móvil. Fuente: Sumiseran S.L. (s.a.).	47
Figura 41: Ejemplos de integración arquitectónica de módulos solares. Fuente: Sánchez (s.a.).	47
Figura 42: Seguidores solares móviles a un eje (vertical y horizontal). Fuente: Turrillas (2014).	48
Figura 43: Seguidor solar móvil a dos ejes. Fuente: Turrillas (2014)	49
Figura 44: Inversor monofásico de electrónica de potencia (convertidor más filtro). Fuente: Ibáñez (s.a.).	50
Figura 45: Tipos de onda de los inversores. Fuente: Mppt Solar (s.a.).	51
Figura 46: Configuraciones de sistemas fotovoltaicos. Fuente: Boileau (s.a.).	52
Figura 47: Configuración multi-string. Fuente: Ibáñez (s.a.).	52
Figura 48: Rendimiento de un inversor en función de la tensión. Fuente: KOSTAL (s.a.).	53
Figura 49. Instalación de autoconsumo sin excedentes (sin baterías). Fuente: Autoconsumo al detalle (s.a.).	54
Figura 50: Instalación de autoconsumo sin excedentes (con baterías). Fuente: Autoconsumo al detalle (s.a.).	54
Figura 51: Instalación aislada de red. Fuente: Autoconsumamos (s.a.).	55

<i>Figura 52: Instalación de autoconsumo con excedentes (sin batería). Fuente: Autoconsumo al detalle (s.a.)</i>	55
<i>Figura 53: Instalación de autoconsumo con excedentes (con batería). Fuente: Autoconsumo al detalle (s.a.)</i>	55
<i>Figura 54: Instalación de venta de energía. Fuente: ChipSol (s.a.)</i>	56
<i>Figura 55: Consumo eléctrico mensual de la desaladora de Jávea del año 2017.</i>	57
<i>Figura 56: Presentación de los datos de consumo horario.</i>	58
<i>Figura 57: Reparto porcentual del consumo del Proceso de Desalinización por etapas de la IDAM.</i>	59
<i>Figura 58: Reparto porcentual del consumo de las Tecnologías Horizontales de la IDAM.</i>	60
<i>Figura 59: Curva de carga de ENERO.</i>	61
<i>Figura 60: Curva de carga de un día de entre semana de ENERO.</i>	61
<i>Figura 61: Curva de carga de un día de fin de semana de ENERO.</i>	62
<i>Figura 62: Curva de carga de FEBRERO.</i>	62
<i>Figura 63: Curva de carga de un día de entre semana de FEBRERO.</i>	63
<i>Figura 64: Curva de carga de un día de fin de semana de FEBRERO.</i>	63
<i>Figura 65: Curva de carga de MARZO.</i>	64
<i>Figura 66: Curva de carga de ABRIL.</i>	64
<i>Figura 67: Curva de carga de un día de entre semana de ABRIL.</i>	65
<i>Figura 68: Curva de carga de MAYO.</i>	65
<i>Figura 69: Curva de carga de días de entre semana de MAYO.</i>	66
<i>Figura 70: Curva de carga de JUNIO.</i>	66
<i>Figura 71: Curva de carga de días de entre semana de JUNIO.</i>	67
<i>Figura 72: Curva de carga de días de fin de semana de JUNIO.</i>	67
<i>Figura 73: Curva de carga de JULIO.</i>	68
<i>Figura 74: Curva de carga de días de entre semana de JULIO.</i>	68
<i>Figura 75: Curva de carga de AGOSTO.</i>	69
<i>Figura 76: Curva de carga de SEPTIEMBRE.</i>	69
<i>Figura 77: Curva de carga de días de entre semana de SEPTIEMBRE.</i>	70
<i>Figura 78: Curva de carga de OCTUBRE.</i>	70
<i>Figura 79: Curva de carga de un día de fin de semana de OCTUBRE.</i>	71
<i>Figura 80: Curva de carga de NOVIEMBRE.</i>	71
<i>Figura 81: Curva de carga de días de entre semana de NOVIEMBRE.</i>	72
<i>Figura 82: Curva de carga de DICIEMBRE.</i>	72
<i>Figura 83: Curva de carga de días festivos de DICIEMBRE.</i>	73
<i>Figura 84: Obtención de los datos de irradiancia horaria (W/m²) para un día medio del mes seleccionado.</i>	77
<i>Figura 85: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de ENERO.</i>	77
<i>Figura 86: Funcionamiento medio-diario de un día festivo de ENERO.</i>	78
<i>Figura 87: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de FEBRERO.</i>	78
<i>Figura 88: Funcionamiento medio-diario de un día festivo de FEBRERO.</i>	79
<i>Figura 89: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de JULIO.</i>	79
<i>Figura 90: Funcionamiento medio-diario de un día festivo de JULIO.</i>	80
<i>Figura 91: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de AGOSTO.</i>	80
<i>Figura 92: Funcionamiento medio-diario de un día festivo de AGOSTO.</i>	81
<i>Figura 93: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de OCTUBRE.</i>	81
<i>Figura 94: Funcionamiento medio-diario de un día festivo de OCTUBRE.</i>	82

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Comparación de los principales datos operacionales. Fuente: Fritzmann et al. (2007).</i>	15
<i>Tabla 2: Emisiones a la atmósfera de las diferentes tecnologías de desalinización. Fuente: Fritzmann et al. (2007).</i>	15
<i>Tabla 3: Consumo anual y consumos medios mensuales y diarios de la zona de CAPTACIÓN, para el año 2017.</i>	20
<i>Tabla 4: Consumo anual y consumos medios mensuales y diarios de la IDAM, para el año 2017.</i>	20
<i>Tabla 5: Equipos de potencia de la desaladora de Jávea</i>	21
<i>Tabla 6: Combinación de fuentes de energía renovable en desalinización. Fuente: Goosen et al. (2010).</i>	31
<i>Tabla 7: Comparación de células fotovoltaicas.</i>	43
<i>Tabla 8: Consumo eléctrico de la desaladora de Jávea del año 2017.</i>	57
<i>Tabla 9: Distribución del consumo eléctrico de la desaladora de Jávea por Áreas Energéticas (datos 2017).</i>	58
<i>Tabla 10: Consumo del Proceso de Desalinización por etapas de la IDAM.</i>	59
<i>Tabla 11: Consumo de las Tecnologías Horizontales de la IDAM.</i>	59
<i>Tabla 12: Consumo eléctrico ENERO.</i>	61
<i>Tabla 13: Consumo eléctrico FEBRERO.</i>	62
<i>Tabla 14: Consumo eléctrico MARZO.</i>	63
<i>Tabla 15: Consumo eléctrico ABRIL.</i>	64
<i>Tabla 16: Consumo eléctrico MAYO.</i>	65
<i>Tabla 17: Consumo eléctrico JUNIO.</i>	66
<i>Tabla 18: Consumo eléctrico JULIO.</i>	67
<i>Tabla 19: Consumo eléctrico AGOSTO.</i>	68
<i>Tabla 20: Consumo eléctrico SEPTIEMBRE.</i>	69
<i>Tabla 21: Consumo eléctrico OCTUBRE.</i>	70
<i>Tabla 22: Consumo eléctrico NOVIEMBRE.</i>	71
<i>Tabla 23: Consumo eléctrico DICIEMBRE.</i>	72
<i>Tabla 24: Características de la tarifa eléctrica contratada para la zona de la IDAM.</i>	74
<i>Tabla 25: Características de la tarifa eléctrica contratada para la zona de CAPTACIÓN.</i>	74
<i>Tabla 26: Factura de la zona de la IDAM de Diciembre de 2017.</i>	75
<i>Tabla 27: Factura de la zona de CAPTACIÓN de Diciembre de 2017.</i>	75
<i>Tabla 28: Opción 2 de autoconsumo. Potencias necesarias a contrata para la zona de la IDAM.</i>	83
<i>Tabla 29: Opción 2 de autoconsumo. Potencias necesarias a contrata para la zona de CAPTACIÓN.</i>	83
<i>Tabla 30: Consideraciones para el cálculo del ahorro económico anual producido por el autoconsumo.</i>	85
<i>Tabla 31: Resultados del cálculo del ahorro económico anual producido por el autoconsumo.</i>	86
<i>Tabla 32: Consideraciones para el cálculo de los flujos de caja y los parámetros económicos VAN, TIR y Pay-Back.</i>	87
<i>Tabla 33: Parámetros económicos de la inversión.</i>	87
<i>Tabla 34: Flujos de caja.</i>	88

MEMORIA DESCRIPTIVA

CAPÍTULO 1. Motivación.

De los $1.360 \cdot 10^6$ km³ de agua que aproximadamente hay en el planeta, el 97,2 % ($1322 \cdot 10^6$ km³) corresponde a mares y océanos, el 2,15 % ($29,24 \cdot 10^6$ km³) a casquetes polares y glaciares, el 0,62 % ($8,43 \cdot 10^6$ km³) a acuíferos, y el resto (0,03 %, $0,41 \cdot 10^6$ km³) a lagos, ríos y atmósfera. Si bien es verdad que estos porcentajes han cambiado considerablemente en los últimos años como consecuencia del cambio climático, principalmente los repartidos entre mares y océanos, y casquetes polares y glaciares, el agua que se puede destinar a uso humano es poca en comparación con el total.

Si a lo anterior se le suma el aumento constante de la población mundial y la falta de precipitaciones, se llega a la situación actual de gran escasez de agua dulce en el planeta. Esto se traduce en falta de agua, tanto para consumo humano, ya que cerca de 700 millones de personas (el 9,6% de la población) no tiene acceso a agua potable, como para regadío, con la repercusión que esto tiene para la agricultura y la ganadería, y en consecuencia, para la alimentación de las personas.

De esta manera, surge la necesidad de poder obtener agua apta para regadío y consumo humano a partir del agua del mar. De esto se encargan las plantas desalinizadoras, que quitan las sales del agua de mar, bien mediante destilación (MSF, MED, VCD,...) o bien mediante tecnologías de membranas (OI, ED...), y la transforman en agua potable.

Actualmente existen unas 18.000 plantas desalinizadoras en todo el mundo, de diferentes tecnologías, que apenas llegan a cubrir (en conjunto) el 1-3 % de la necesidad de agua potable a nivel mundial. La desalinizadora más grande del mundo es la planta de destilación de Ras Al-Khair, en Arabia Saudí, con una producción de más de 1 hm³/día. La planta desalinizadora más grande de España (y de Europa) de osmosis inversa y se encuentra en Torrevieja, Alicante, y tiene una capacidad de producción media de 240.000 m³/día (Martins, 2007).

El principal problema que tienen todas las desaladoras, grandes o pequeñas, de una tecnología u otra, es su elevado consumo energético. En las plantas de osmosis inversa (OI) el consumo energético medio varía entre 0,4 y 7 kWh por m³ de agua tratada, mientras que en las plantas de desalinización térmica (evaporación y condensación) es de entre 23 y 35 kWh por m³ de agua tratada (Tabla 1). Esta gran diferencia de consumo energético entre un tipo de tecnología y otra hace que la OI sea la más extendida en todo el mundo (Estevan & García, 2007, y Fritzmann et al., 2007). Para contextualizar estos consumos, una planta de OI como la de Torrevieja consume unos 3,4 kWh/m³, que se traducen en 816000 kWh/día, lo cual equivale a emitir a la atmósfera 314.160 kg diarios de CO₂. Esto es lo que consumirían, en un día, 70.000 viviendas de consumo medio (350 kWh/mes/vivienda) en un día (2/3 de la población de la ciudad de Alicante).

Por todo ello, es de vital importancia que la energía que consumen las plantas desaladoras esté producida por instalaciones de energías limpias y renovables, como son la eólica, la solar fotovoltaica y la hidráulica. Así se producirá toda el agua necesaria a la vez que se evita la emisión de millones de kg de CO₂ a la atmósfera, contribuyendo a la reducción del efecto invernadero y a la frenada del cambio climático.

Estevan et al. (2007); Fritzmann et al. (2007); Generalitat de Catalunya (2019); Martínez (s.a.); Martins (2007).

CAPÍTULO 2. Objeto del proyecto.

El presente proyecto tiene por objeto el análisis del consumo energético de una desaladora real, para establecer así las necesidades energéticas de la misma y poder diseñar una instalación solar fotovoltaica que permita un autoconsumo rentable de la misma.

De entre todos los tamaños (potencias) posibles que pueda tener la instalación fotovoltaica, se optará por diseñar aquella que este dentro de los límites de espacio de la panta y que proporcione un periodo de recuperación de la inversión de no más de 10 años.

CAPÍTULO 3. Alcance del proyecto.

El actual proyecto tiene por alcance los siguientes puntos:

- Recopilar toda la información necesaria (artículos de revistas, periódicos y webs especializadas) que permita establecer en la memoria del presente proyecto la base teórica de las tecnologías sobre las que se basará el proyecto (desalinización y energía fotovoltaica).
- Recopilar y analizar los consumos energéticos anuales (curva de carga) de la desaladora, y casar la demanda energética con las posibilidades de producción de energía de la instalación solar.
- Comparar la viabilidad económica y espacial de diferentes tamaños de la instalación fotovoltaica, así como de las diferentes modalidades de autoconsumo.
- Diseñar y proyectar, mediante cálculos (dimensionado de equipos, cableados, protecciones...), planos, esquemas de conexión, presupuestos, etc... la construcción de una planta fotovoltaica que resulte rentable en el estudio comparativo de viabilidad económica, y elegir los equipos y componentes que formaran parte de la misma.
- Establecer las leyes, normas y reglamentos por los que se regirá el presente proyecto.

CAPÍTULO 4. Antecedentes.

4.1 Desalación: Historia y definición

4.1.1 Historia

Probablemente, la primera referencia existente a la desalación de agua sea la mencionada en La Biblia, en el libro del Éxodo (capítulo 15, versículo 22-25): «Moisés hizo partir a los israelitas del Mar Rojo y los llevó hacia el desierto del Sur; caminando tres días por el desierto sin encontrar agua, llegaron por fin a Mará, pero no pudieron beber el agua porque era amarga (por eso se llama Mara). El pueblo protestó contra Moisés, diciendo: -¿Qué bebemos? Él clamó al Señor, y el Señor le indicó una planta; Moisés la echó en el agua, que se convirtió en agua dulce».

No obstante, la desalación tiene su origen en el pueblo fenicio (1200-539 a.C.). En los barcos que los fenicios empleaban para sus viajes comerciales por el mediterráneo, estos hervían el agua del mar y después condensaban el vapor para obtener agua dulce que poder beber (*Con Luz Propia*, 2014).

Años más tarde, los griegos Tales de Mileto (624-546 a.C.) y Demócrito (460-370 a.C.) propusieron que el agua dulce era obtenida por filtración a través de la tierra del agua del mar. También Aristóteles (384-322 a.C.) hablaba en sus escritos de la desalación, y fue además el inventor del primer dispositivo

para desalar el agua: una evaporadora de mano. Este dispositivo fue usado por los griegos para obtener agua dulce en sus travesías marítimas (*García, 2015*).

Ya en la nueva era, Plinio (23-79 d.C.) describe diversas formas de extraer la sal del agua en su gran obra “Naturalis Historia” (gran enciclopedia), y Alejandro de Afrodiasias (193-217 d.C.) explica la destilación como método para obtener agua dulce a partir de agua de mar, por primera vez. En la Edad Media, John Gaddesden (1280-1361) describió en su tratado “Rosa Medicinæ” cuatro formas diferentes de desalar el agua de mar (Zúñiga, s.a.).

Ya en la Edad Moderna, el médico español Andrés Laguna (1499-1599) citó, en su traducción de la obra de Pedanio Discórides “Acerca de la materia medicinal y de los venenos mortíferos”, varios métodos de desalación. Algunos años más tarde, el italiano Giovanni Battista della Porta (1535-1615) describió en su libro “Magiæ Naturalis” las diferentes formas conocidas en la época de desalar el agua de mar; fue el primero en hacer un estudio crítico de todos ellos y en probar algunos experimentalmente.

A principios del siglo XIX, ya eran conocidos los principios de los tres métodos naturales de desalación, que eran la evaporación solar, la destilación y la congelación. La industria naval fue la más rápida en emplear estas tecnologías, introduciendo destiladores en los barcos. Pero el uso industrial de esos principios no llegaría hasta los años 70 del siglo XIX, cuando Charles Wilson Scot (1832-1901) puso en marcha la primera planta de destilación solar en el desierto de Atacama en 1872 (*WordPress, s.a.*).

Unos años más tarde, en 1884, James Weir creó una planta de producción de agua potable que aprovechaba el calor del vapor de salida de la caldera de los barcos para evaporar el agua y separarla así de la sal. Así nació el sistema de destilación multietapa (destilación de tubos sumergidos) que se estuvo empleando tanto en instalaciones marinas como en terrestres hasta 1956 (Egipto, 1912, 75 m³/día; Kentucky (Estados Unidos), 1917, 150 m³/día). A partir de este año comienza a imponerse la destilación súbita multietapa, menos eficiente, pero con mayor capacidad de producción (m³/día) que la destilación multietapa (Kuwait, 1956, 2273 m³/día).

Finalmente llegó, a principios de los años 60, la ósmosis inversa (OI); una tecnología que revolucionó la desalación gracias a su eficacia y alto rendimiento. La primera planta de OI se instaló en California, y en 1974 la primera para agua de mar, en Bermuda (*Buenaventura, 2015*). Después esta tecnología se extendió rápidamente por todo el mundo.

En España, la primera planta desalinizadora era de destilación multietapa, y se puso en marcha en 1965 en la isla de Lanzarote. La primera planta de OI llegó 6 años más tarde, y se instaló en Gran Canaria.

4.1.2 Definición

Según el DRAE, “desalación” es la «acción y efecto de desalar», y “desalar” es «quitar la sal algo». Por tanto se trata de una palabra más generalista, cuando lo que realmente se busca es una palabra que se refiera concretamente a quitar la sal del agua. Esta palabra sería la de desalinizar, que de acuerdo con el DRAE, es «quitar la sal del agua del mar o de las aguas salobres, para hacerlas potables o útiles para otros fines».

No obstante, en España está muy extendido el uso del término desalación para referirnos al proceso mediante el cual se puede obtener agua potable a partir de agua de mar. Tanto es así que el DRAE ha incluido en la segunda acepción del término “desalar” una referencia directa al término “desalinizar”, y que hasta forma parte del nombre de la “Asociación Española de Desalación y Reutilización”.

Por tanto, aunque los términos “desalinizar” y “desalinización” serían más correctos en este contexto, y sean muy utilizados en América del Sur y en la comunidad científica, en España también se acepta la utilización de “desalar” y sus palabras derivadas (desalación y desaladora).

Buenaventura (2015); Colaboradores de Wikipedia (2019), Con Luz Propia (2014); DRAE; García (2015); WordPress (s.a.); Zúñiga, (s.a.).

4.2 Tipos de desaladoras

En este apartado se va a introducir brevemente las diferentes tecnologías existentes hoy en día para desalar agua de mar, y se explicarán en detalle los métodos de desalinización más utilizados.

Básicamente hay cuatro maneras de desalar el agua:

- La primera es la de reproducir el ciclo natural del agua de evaporación y condensación (destilación). Con este principio funcionan la desalación por: evaporación multietapa (MSF), evaporación multiefecto (MED), compresión de vapor (VCD), y evaporación solar.
- La segunda sería a través de membranas selectivas, que es la tecnología que se usa en la ósmosis inversa (RO) y la electrodiálisis (ED).
- La tercera sería la de procesos de cristalización, que bien puede ser por congelación o por formación de hidratos.
- La cuarta no sería tal, sino que englobaría diferentes procesos: cambio de ion, extracción con disolventes y absorción.

4.2.1 Desalinización por Destilación Súbita Multietapa (MSF)

La desalación por destilación súbita multietapa, o MSF por su siglas en inglés (*Multi-Stage Flash distillation*), es un proceso que consiste en pulverizar agua de mar en una cámara a baja presión (presión justo por debajo de la presión de saturación), de manera que al entrar en la cámara, parte del pulverizado se evapora inmediatamente, y parte cae al fondo en estado líquido.

La parte evaporada se condensa al entrar en contacto con una fuente de calor que esté a menor temperatura que el vapor (agua de mar que aún no se ha precalentado), y seguidamente se recoge. El agua que ha caído al fondo de la cámara es impulsada y pulverizada en la siguiente cámara, a menor presión que la anterior, y de nuevo se repite el proceso (Figura 1). En la desalinización MSF se ponen tantas etapas como sean necesarias para obtener un agua desalada con la calidad deseada.



Figura 1: Proceso de desalinización por destilación súbita multietapa (MSF). Fuente: (Ros, 2011).

El principal problema que presentan las plantas de *MSF* es el cambio de estado en el que se basa su funcionamiento, pues requiere un gran aporte calorífico inicial (sección de calentamiento) que provoca una importante pérdida de energía. Esto hace que el proceso sea poco eficiente energéticamente. Por este motivo, esta tecnología se emplea principalmente en países de oriente medio (Arabia Saudí, Emiratos Árabes, etc) donde el precio del petróleo es muy bajo, propiciando la combinación de estas plantas con plantas de cogeneración para producir energía eléctrica y vapor (vapor que usaran las desalinizadoras para calentar el agua de mar). Además es la tecnología que más contaminantes emite (junto a la *MED*) a la atmósfera.

El lado positivo de esta tecnología es que permite eliminar prácticamente todos los sólidos disueltos en el agua de mar y obtener un agua casi pura, con unos valores de *TDS* inferiores a 10 ppm. Con estos valores de *TDS* es necesario remineralizar el agua.

Así, con sus ventajas e inconvenientes, la destilación súbita multietapa es la tecnología de desalinización térmica más usada en todo el mundo.

4.2.2 Desalinización por Destilación de Múltiple Efecto (*MED*)

La desalación por destilación de múltiple efecto, o *MED* por su siglas en inglés (*Multi-Effect Distillation*), consiste en utilizar el vapor procedente de un quemador de combustible para calentar el agua de mar, evaporarla y después condensarla al entrar en contacto con agua a menor temperatura. Es un proceso muy similar al de *MSF*, pero aquí no se trabaja con la presión de saturación y la evaporación /condensación en cámara abierta, sino que en este caso el cambio de fase se produce en el interior y en el exterior de los tubos de un intercambiador.

En una primera fase, el vapor procedente de la caldera se introduce en los tubos del intercambiador del primer efecto a la vez que sobre dichos tubos se pulveriza agua de mar. Esta agua de mar, al entrar en contacto con los tubos calientes se evapora, mientras que el vapor del interior de los tubos termina condensando y se lleva de vuelta a la caldera. La parte de agua de mar que no se ha evaporado llega al fondo del efecto en forma de una salmuera que luego se juntara con la del resto de etapas. El segundo efecto también cuenta con un intercambiador de tubos, dentro de los cuales ahora circula el vapor procedente del primer efecto (vapor de agua de mar). De nuevo se pulveriza sobre estos tubos agua de mar, evaporándose una parte que se lleva al siguiente efecto y recogiendo en el fondo una parte líquida (salmuera). El vapor de los tubos se condensa al intercambiar calor con el agua de mar fría y se recoge, obteniendo la primera parte de agua desalada. Este proceso se repite en las siguientes etapas, cada una de las cuales está a menor temperatura y presión que la anterior (Figura 2).

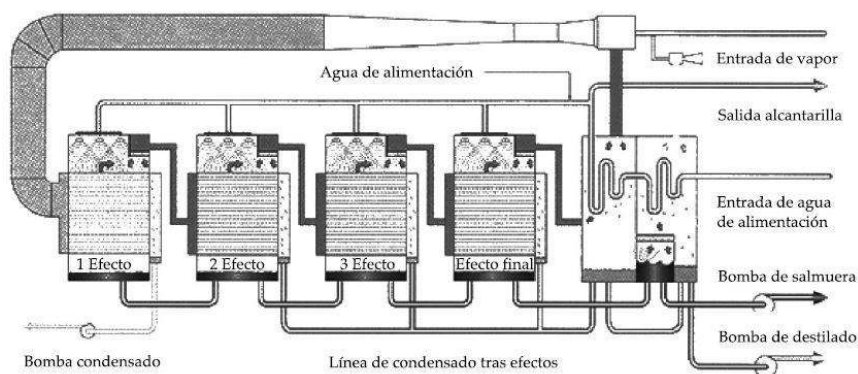


Figura 2: Proceso de desalinización por destilación múltiple efecto (*MED*). Fuente: Dévora et al. (2012).

Al igual que ocurriría con la MSF, esta tecnología requiere de una gran extensión de terreno para su instalación y consume una gran cantidad de energía, tanto térmica como eléctrica.

4.2.3 Desalinización por Destilación por Compresión de Vapor (VCD)

La tecnología de la destilación por compresión de vapor, o VCD por sus siglas en inglés (*Vapor Compression Distillation*), utiliza como energía calorífica la procedente del propio vapor generado. Mientras que en los métodos MSF y MED el calor precedía de un vapor producido en una caldera externa, aquí el único aporte energético es el que se hace sobre el compresor en forma de energía eléctrica. Este compresor toma el vapor de la cámara de evaporación, bajando la presión (y la temperatura de ebullición) en el lado del agua salada, y aumentándola en el lado del vapor, de manera que al introducir este vapor en un intercambiador de tubos, cuando el agua de mar se pulveriza sobre la superficie de los mismos, esta se evapora y el vapor del interior de los tubos se condensa, obteniéndose el agua desalada (Figura 3).

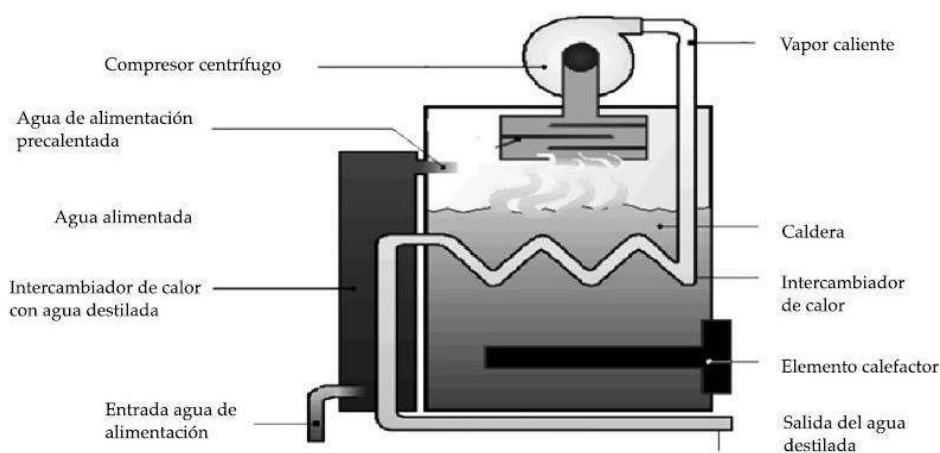


Figura 3: Proceso de desalinización con destilación por compresión de vapor. Fuente: Dévora et al. (2012).

Al principio es necesario una fuente de calor (resistencia eléctrica) que evapore el agua de mar y se generará así el primer vapor que tomará el compresor; después el ciclo es automantenido.

Este método es el que menos energía consume de todos los procesos de destilación, pero tiene un inconveniente, y es que su capacidad de producción es baja. Los compresores volumétricos de vapor disponibles son pequeños y no se consiguen producciones de más de 5.000 m³/día, ni que un compresor pueda alimentar más de tres etapas a diferentes presiones (más etapas requerirían instalar más compresores).

4.2.4 Desalinización con membranas mediante Electrodiálisis (ED)

La electrodiálisis (*Electrodialysis* en inglés, ED) es un proceso de separación electroquímica, basado en la formación de una célula electrolítica.

Lo que se hace es introducir dos electrodos, uno positivo (ánodo) y otro negativo (cátodo), en un medio ionizado (medio que contiene partículas con cargas positivas y negativas). Cuando se le da corriente a los electrodos, el cátodo atrae los iones positivos (cationes) y el ánodo los iones negativos (aniones); se ha convertido de esta manera la energía eléctrica en energía química. Aplicando este proceso al agua salada, las partículas de Cl⁻ (aniones) irían hacia el ánodo y las de Na⁺ (cationes) hacia el cátodo.

Si ahora se interponen en el interior de la célula electrolítica dos membranas semipermeables selectivas, una que solo deja pasar el Cl⁻ y otra que únicamente deja pasar el Na⁺, entre las dos membranas se irá quedando un agua libre de sales disueltas (agua producto desalada), y al otro lado de las membranas y cerca de los respectivos electrodos, estará el agua de rechazo (salmuera) con una mayor concentración de partículas disueltas. Aumentando el número de membranas selectivas colocadas alternativamente se obtiene una cascada de células electrolíticas que permitirá obtener mejores calidades de agua dulce (Figura 4).

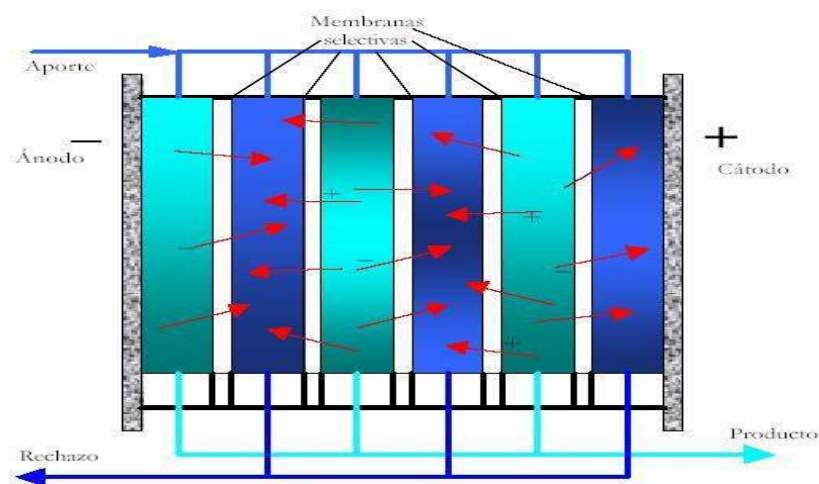


Figura 4: Proceso de desalinización con membranas mediante electrodiálisis (ED). Fuente: Dévora et al. (2012).

Es una tecnología competente con la destilación y la osmosis inversa cuando se trata de desalar aguas salobres de no más de 5.000 ppm. Esto es así porque mientras que en la destilación el consumo energético no depende del nivel de salinidad del agua, en la electrodiálisis sí, aumentando mucho su consumo eléctrico a medida que aumenta la concentración de sales. Además, las membranas son muy caras, y cuanto más elevada sea la corriente eléctrica, más polarización e incrustación se producirá en las mismas y antes habrá que sustituirlas. Este último problema se ha visto reducido últimamente gracias a la electrodiálisis reversible (EDR), en la cual se va alternando la polaridad de los electrodos cada cierto tiempo, limpiándose así las membranas, reduciendo la polarización y la incrustación.

4.2.5 Desalinización con membranas mediante Ósmosis Inversa (RO)

Para entender el proceso de Ósmosis Inversa (OI), o RO por sus siglas en inglés (*Reverse Osmosis*), primero hay que comprender qué es la osmosis directa o natural.

Si separamos un recipiente en dos partes mediante una membrana semipermeable y posteriormente se añade a cada lado de la membrana dos disoluciones con diferente concentración de sales, aparece una diferencia de presión, llamada "presión osmótica", que provocará un flujo de disolvente desde la disolución menos concentrada hacia la más concentrada, de manera que al cabo de un cierto tiempo las concentraciones y las presiones se igualarán a ambos lados de la membrana. Este es el proceso espontáneo (no necesita aporte de energía) conocido como "osmosis directa" (Figura 5, parte izquierda).



Figura 5: Procesos de ósmosis directa y ósmosis inversa. Fuente: ath (s.a.).

Si llegado a este punto se aplica una presión (artificial) sobre el lado de mayor concentración inicial, el flujo de agua hacia este se reduce. Si se sigue aumentando la presión hasta alcanzar de nuevo la presión osmótica, el flujo de agua se detiene. Pero si aumentamos todavía más la presión, el flujo se invierte y empieza a pasar agua desde la disolución concentrada hacia el agua pura. Es a este fenómeno a que se le denomina “ósmosis inversa” (Figura 5, parte derecha).

La cantidad de presión que hay que ejercer sobre el agua salada dependerá del grado de desalación que se pretenda obtener y del nivel de concentración de esta; cuanto más concentración de sales, mayor será la presión que haya que ejercer, y por tanto mayor será el consumo de energía eléctrica de las bombas. En desalación de agua de mar, según sea la concentración de esta, la presiones de trabajo varían entre los 55 y los 70 bar.

Por tanto, estos sistemas sirven tanto para aguas de mar (>35.000 ppm) como para aguas salobres (1.000<ppm<35.000), siendo más extendido su uso en la desalación de agua de mares y océanos. Es la tecnología de membranas que mayor producción de agua dulce da (m³/día), y la tecnología de desalación que menor energía consume (en cuanto a la proporción producción-consumo energético) gracias a sus sistemas de recuperación de presión (turbinas pelton o cámaras isobáricas), que permiten aprovechar la energía potencial de la salmuera y reducir el consumo de las bombas de presión principales. Además cuenta con etapas de filtrado (filtros de arena y de carbón activo), pretratamiento (dosificación química para regular el pH, adición de antical y anti-incrustante,...) y post-tratamiento (cloración, ozonación,...) que permiten dar al agua las condiciones necesarias para que sea apta para consumo humano y para riego (Figura 6).

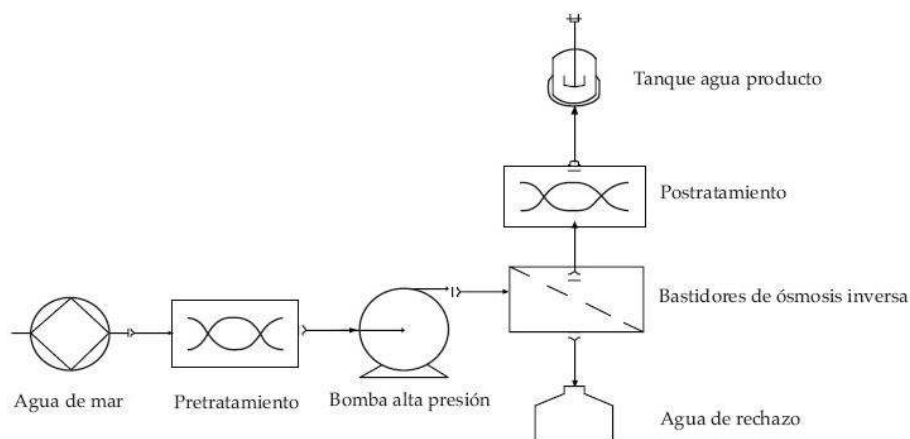


Figura 6: Proceso general de una planta de Ósmosis Inversa. Fuente: Dévora et al. (2012).

Una vez se han analizado los 5 métodos de desalinización más empleados, se van a mostrar una serie de tablas y gráficas que muestran datos comparativos entre las distintas tecnologías y que permiten obtener una última misión global de todas ellas:

	MSF	OI	ED
Consumo de energía térmica [kWh/m³]	12	-	-
Energía eléctrica [kWh/m³]	35	0,4-7	1
Contenido típico de sal del agua bruta (ppm TDS)	30.000-100.000	1.000-45.000	100-3.000
Calidad del agua producto (ppm TDS)	<10	<500	<500

Tabla 1: Comparación de los principales datos operacionales. Fuente: Fritzmann et al. (2007).

Proceso	CO ₂ /m ³ (kg)	NO _x /m ³ (g)	SO _x /m ³ (g)	NMVOC ⁴ /m ³ (g)
OI	2	4	12	1,5
MSF o MED	20	25	27	7

Tabla 2: Emisiones a la atmósfera de las diferentes tecnologías de desalinización. Fuente: Fritzmann et al. (2007).

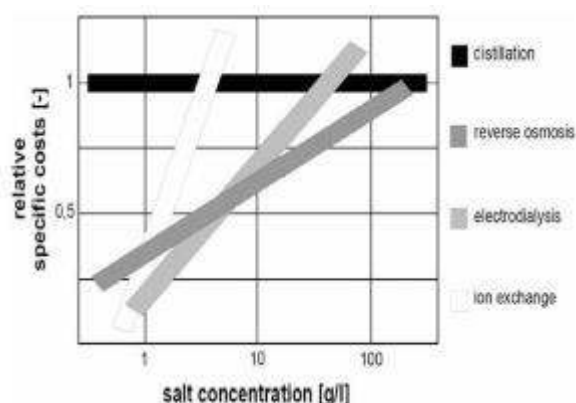


Figura 7: Coste relativo de la producción de agua dulce según la tecnología. Fuente: Fritzmann et al. (2007).

Ath (s.a.); Colaboradores de Wikipedia (2016,17,18,19); Dévora et al. (2012); Estevan & García. (2007); Fritzmann et al. (2007); Ros (2011).

4.3 La desaladora de Jávea

La planta desalinizadora de Jávea, puesta en marcha en el año 2002, está situada a orillas del mediterráneo, y es capaz de producir una media de 28.000 m³/día de agua potable, con picos en verano de hasta 35.000 m³/día. Esto supone dar abastecimiento de agua a una población de 185.000 habitantes. La tecnología que emplea esta planta para desalar el agua de mar es la de ósmosis inversa.

4.3.1 Proceso de desalinización

El agua salada que utiliza la desaladora proviene de 10 pozos subterráneos (Figura 8) de 300 m de profundidad, situados a 3 km de la planta. Desde allí, las “bombas de captación” traen el agua hasta un depósito de la planta de 850 m³.



Figura 8: Pozo de captación.

Desde este depósito, las “bombas de agua de mar” (Figura 9), llevan el agua hasta los filtros de arena. En estos filtros de arena (Figura 10) se elimina del agua de mar partículas disueltas de suciedad (en suspensión) y microalgas que tengan un tamaño mayor de 10 µm.



Figura 9: Bombas de agua de mar (o bruta).



Figura 10: Filtros de arena.

Después de atravesar los filtros de arena, el agua pasa por los filtros de bujías o cartuchos (Figura 11). En estos filtros se produce una microfiltración en la cual se eliminan del agua salada todas aquellas partículas de tamaño superior a 5 μm , como por ejemplo arena que pueda proceder de los filtros.



Figura 11. Filtros de bujías.

Una vez atravesados todos los filtros, el agua llega a las turbobombas (Figura 12), las cuales elevan la presión del agua de 1 atm a 65 atm para que el proceso siguiente, que es el de atravesar las membranas semipermeables de ósmosis inversa, sea eficiente y se obtenga la cantidad deseada de agua desalada.



Figura 12: Turbobombas.

Cuando se puso en marcha la planta, la presión de trabajo era de 70 atm, pero desde que se acopló a cada turbobomba una turbina pelton, la presión necesaria se redujo en cinco atmósferas. Las turbinas pelton se colocaron para recuperar parte de la energía hidráulica que aún tiene la salmuera cuando ésta abandona los tubos de presión de la ósmosis inversa.

La instalación cuenta con un total de 4 bastidores, cada uno de los cuales contiene 80 tubos de presión. Los tubos de presión están conectados en paralelo, y cada uno cuenta con 7 membranas semipermeables (Figura 13).



Figura 13: Bastidores de tubos de presión. Tubos de presión conectados en paralelo.

Después de atravesar las membranas, de los tubos de presión sale agua desalada por un lado (menos de 500 ppm) y salmuera por otro (más de 65.000 ppm).

El agua desalada es llevada hasta un gran depósito en el que se le añade cal e hipoclorito para hacerla apta para el consumo humano (tras la ósmosis inversa ha salido con un pH muy bajo de 6,5, y con el hipoclorito y la cal se sube hasta un valor de pH de 7,7). Desde este gran depósito (20.000 m³), el agua será conducida hacia la red de distribución general por medio de las “bombas de agua tratada” o de envío (Figura 14).



Figura 14: Bombas de agua tratada.

La salmuera que sale de los tubos de presión se divide en dos circuitos. Un primer circuito lleva la salmuera a las turbinas pelton, donde estas aprovechan su energía y la sacan a su salida a la presión atmosférica. Esta salmuera que sale de las turbinas pelton se junta en un depósito de efluentes con la salmuera del segundo circuito que salía de los tubos de membranas. El depósito de efluentes contiene por un lado salmuera y el agua de limpieza de las membranas, y por el otro el agua de limpieza de los filtros de arena. Así, en una zona intermedia se mezclan el agua de limpieza de los filtros y la salmuera, y cuando el pH de la mezcla alcanza valores de entre 6,5 y 9, el agua es conducida hacia el depósito de rechazo por medio de las “bombas de vertido”.

En este último depósito el agua rechazada es diluida en agua de mar. Para ello se utilizan unas bombas de succión de agua de mar que mezclan ésta con el agua rechazo (salmuera y otras aguas). Tras la dilución, el agua resultante circula por una conducción que discurre a lo largo de la Avenida de Augusta y llega hasta el Canal de la Fontana, punto en el cual se vierte al mar por medio de unos difusores.

Cabe destacar que la desaladora de Jávea fue pionera en el tratamiento de la salmuera, pues fue la primera planta del mundo de ósmosis inversa que aplicó la idea de diluir la salmuera antes de verterla al mar, y evitar así un impacto medioambiental negativo en la zona costera circundante.

Este procedimiento ha permitido recuperar la fauna marina del Canal de la Fontana, pues hasta entonces el agua de dicho canal era un agua muerta, con mal olor, y sin peces ni vegetación; todo lo contrario de lo que ocurre ahora. Además ha ayudado a conservar el ecosistema marino de toda la zona de influencia de la planta desalinizadora.

El proceso de desalinización descrito anteriormente, desde que se toma el agua salada del mar hasta que se vierte el agua desalada al depósito de 20 Dm³ y se devuelve el agua rechazo al mar, puede seguirse en la siguiente figura (Figura 15).

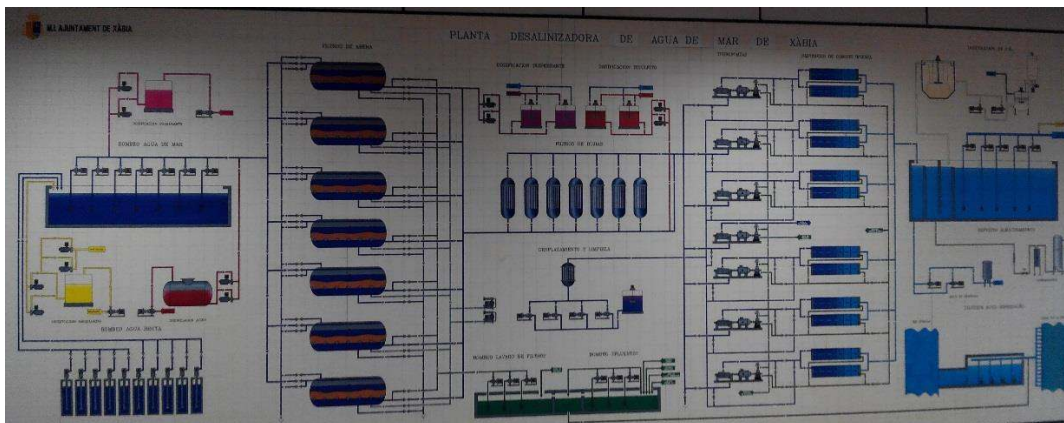


Figura 15: Esquema de funcionamiento de la planta desalinizadora de ósmosis inversa de Jávea.

4.3.2 Instalación eléctrica, consumo medio y equipos de potencia de la desaladora

La instalación eléctrica de la IDAM de Jávea está formada por tres centros de transformación que reciben la electricidad en líneas de media tensión a 20 kV: dos en la planta y uno en la zona de captación.

Los dos centros de transformación de la planta trabajan en paralelo, sirviendo uno para la alimentación exclusiva de las turbobombas (transformador de 7.000 KVA con relación de transformación 20kV/6KV) y el otro para abastecer el resto de consumos de la planta (transformador de 2.500KVA con relación de transformación 20KV/400V) (Figura 16).

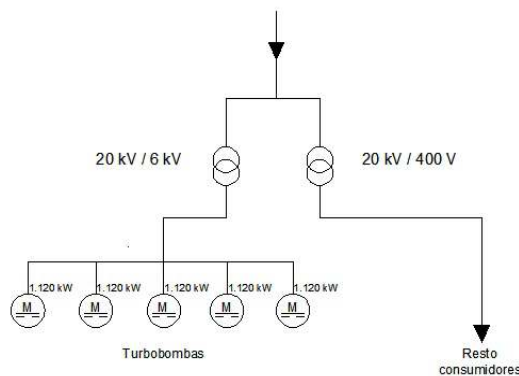


Figura 16: Esquema eléctrico de los dos centros de transformación de la planta.

Carlos Ignacio Conesa Martínez
ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

El centro de transformación de la zona de bombeo de captación está dotado con un transformador de 1.250 kVA, con relación de transformación 20 kV/400 V, y abastece a las bombas de captación y vertido.

A excepción de las turbobombas de la planta, que se alimentan a 6 kV, el resto de equipos que forman parte de los procesos de la IDAM trabajan en baja tensión a 400 V.

Antes de pasar a comentar las características de los equipos de la planta, es conveniente introducir, de forma breve (más detalles en el *CAPÍTULO 9* de esta memoria), los consumos medios de la instalación. Estos consumos se dividen en dos partes, debido a los dos contadores existentes: uno correspondiente a la zona de bombeo de *CAPTACIÓN* (Tabla 3) y otro correspondiente a la propia *IDAM* (Tabla 4).

Mes	Lm (kWh)	Días	Ldm,i (kWh)
Enero	108.931	31	3.513,90
Febrero	31.133	28	1.111,89
Marzo	63.396	31	2.045,03
Abril	109.011	30	3.633,70
Mayo	100.938	31	3.256,06
Junio	121.331	30	4.044,37
Julio	161.059	31	5.195,45
Agosto	186.752	31	6.024,26
Septiembre	99.153	30	3.305,10
Octubre	50.112	31	1.616,52
Noviembre	60.963	30	2.032,10
Diciembre	73.438	31	2.368,97
Año	La (kWh)	Días	Lda (kWh)
TOTAL anual	1.166.217	365	3.195,12
Media mensual	97.184,75	30	3.239,49

Tabla 3: Consumo anual y consumos medios mensuales y diarios de la zona de *CAPTACIÓN*, para el año 2017.

Mes	Lm (kWh)	Días	Ldm,i (kWh)
Enero	1.143.797	31	36.896,68
Febrero	346.587	28	12.378,11
Marzo	704.410	31	22.722,90
Abril	1.095.617	30	36.520,57
Mayo	1.025.457	31	33.079,26
Junio	1.225.365	30	40.845,50
Julio	1.635.263	31	52.750,42
Agosto	1.983.902	31	63.996,84
Septiembre	1.072.636	30	35.754,53
Octubre	566.346	31	18.269,23
Noviembre	685.649	30	22.854,97
Diciembre	807.432	31	26.046,19
Año	La (kWh)	Días	Lda (kWh)
TOTAL anual	12.292.461	365	33.677,98
Media mensual	1.024.371,75	30	34.145,73

Tabla 4: Consumo anual y consumos medios mensuales y diarios de la *IDAM*, para el año 2017.

Así, la planta tiene un consumo anual de 13.459,68 MWh, con un consumo medio por mes de 1.122,56 MWh, lo cual equivale a una media diaria de 37,42 MWh.

Las características principales de los equipos que hacen posible el proceso de desalación de agua de mar en la planta de Jávea, y que son los principales responsables de los consumos anteriores, se muestran en la tabla siguiente (Tabla 5):

Descripción	Cantidad	Potencia unitaria	Tensión de trabajo	Caudal unitario	Función
Bombas de captación	10	60 kW	400 V	375 m ³ /h	Coger agua bruta de los pozos
Bombas de agua de mar	4+1 (de reserva)	160 kW	400 V	725 m ³ /h	Impulsar el agua hacia los filtros
Soplantes de aire comprimido	2	30 kW	400 V		Separar arena de las partículas retenidas
Bombas de lavado de filtros	3	37 kW	400 V		Limpian los filtros de arena
Bombas de alta presión (turbobombas)	4+1 (de reserva)	1120 kW	6 kV		Elevar la presión para la OI
Bombas de desplazamiento y limpieza	4	75 kW	400 V		Llenar y vaciar los bastidores y limpiarlos
Bombas de dosificación de hipoclorito	1	90 W	400 V		Subir el pH del permeado
Bombas de efluentes	3	6,3 kW	400 V		Transportar aguas de limpieza y la salmuera
Bombas de dosificación de cal	2	1,5 kW	400 V		Remineralización del agua
Bombas de agua tratada	4+1 (de reserva)	160 kW	400 V		Distribuir agua dulce
Bombas de rechazo o vertido	4	80 kW	400 V		Verter agua de rechazo al mar
Compresor sistema neumático	1	15 kW			Apertura y cierre de válvulas
Secador frigorífico	1	0,5			Parte del sistema neumático

Tabla 5: Equipos de potencia de la desaladora de Jávea

Todas las bombas mencionadas en la tabla anterior cuentan con un variador de frecuencia, de manera que puedan adaptar su potencia de trabajo a la necesidades de cada momento y hacer que el proceso sea lo más eficiente posible.

A la potencia de los equipos anteriores habría que sumarle la correspondiente a los dispositivos de iluminación, climatización, ofimática y calderas de ACS de la planta.

Una vez se ha introducido la información principal de la desaladora de Jávea, sobre la cual se centra el presente proyecto, y puesto que esta es una desalinizadora de ósmosis inversa, los siguientes apartados de este capítulo (*CAPÍTULO 4*), estarán dedicados, aunque no se especifique implícitamente, a las desaladoras de este tipo de tecnología.

4.4 Principales consumos energéticos en las desaladoras

Desde mediados de los años setenta hasta hoy, se ha conseguido reducir considerablemente el consumo energético de las plantas de ósmosis inversa, pasando de un consumo específico inicial de 20 kWh/m³ a valores actuales inferiores a los 2 kWh/m³ (Figura 17).

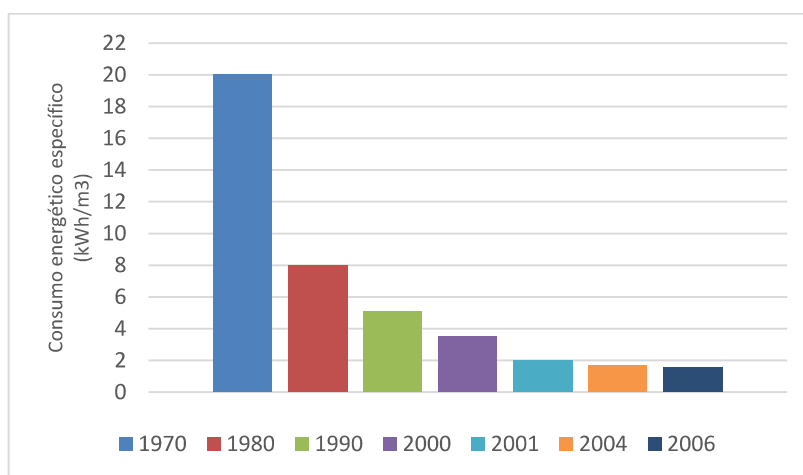


Figura 17: Evolución histórica del consumo energético específico en plantas de OI. Fuente: Fritzmann et al. (2007).

Si bien es verdad que los mejores resultados de consumo se han obtenido para pequeñas instalaciones (menos de 1000 m³/día, en plantas de gran tamaño (más de 25.000 m³), gracias a la aplicación de los métodos más recientes de ahorro energético (ver punto 4.5 de esta memoria) se están alcanzando valores de consumo específico de entre 2 y 3,5 kWh/m³.

Antes de pasar a ver el consumo de cada área de una planta desalinizadora, es preciso señalar que el reparto de los costes energéticos de una planta de tratamiento de agua salada mediante ósmosis inversa varía en función de las características de la planta, sus parámetros de operación y su localización. Por tanto, el consumo de cada una de las áreas generales será diferente en función de la desaladora que concretamente se esté analizando.

Así, de manera general, para el caso de una planta de OI de una etapa, se pueden establecer las siguientes áreas de consumo principales:

- Captación: incluye las bombas que toman el agua salada de los pozos y la llevan hasta planta.
- Pre-tratamiento: incluye las bombas que hacen pasar el agua a través de los filtros.
- Bombeo de alta presión (OI): incluye las bombas de alta presión de la etapa de osmosis inversa.

- Distribución de permeado: incluye las bombas que llevan el agua potable hasta la red general.
- Otros

Dentro de “otros”, estarían las etapas de consumo energético poco significativo, que serían las siguientes:

- Post-tratamiento: activación de válvulas y bombas de sustancias químicas (cal e hipoclorito).
- Limpieza y efluentes: bombas para el agua de limpieza de filtros y membranas, y la salmuera.
- Vertido de rechazo: bombas que vierten el agua de rechazo (salmuera+agua limpieza) al mar.
- Iluminación.
- Climatización.
- Ofimática (ordenadores).
- Otros equipos.

El reparto del consumo energético de las cinco principales áreas se muestra en la figura siguiente:

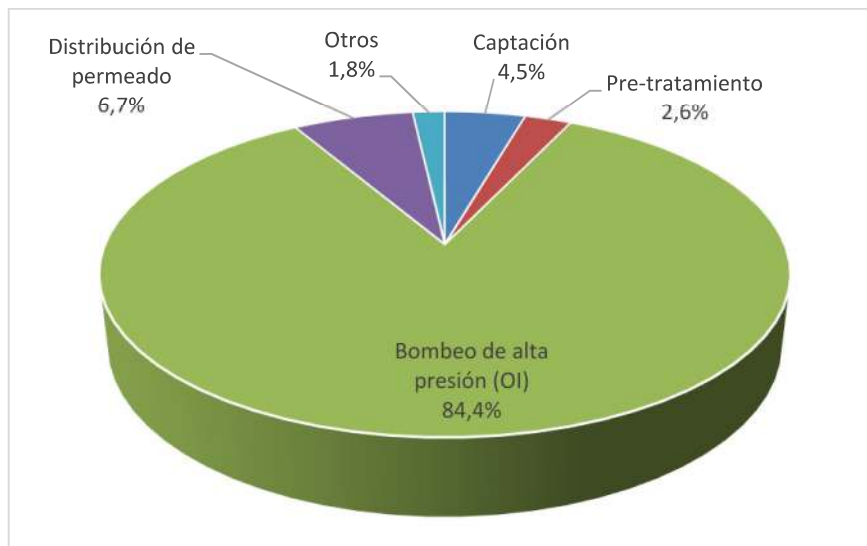


Figura 18: Distribución del consumo energético de una desaladora de OI de una etapa. Fuente: Fritzmann et al. (2007).

Con la distribución de consumos anterior (Figura 18), atendiendo únicamente a las cinco áreas principales, y suponiendo un consumo total de 4 kWh/m³ para una planta de tamaño medio de 28.000 m³/día, cada una de ellas consumiría:

- Captación: 0,18 kWh/m³.
- Pre-tratamiento: 0,10 kWh/m³.
- Bombeo de alta presión (OI): 3,38 kWh/m³.
- Distribución de permeado: 0,27 kWh/m³.
- Otros: 0,07 kWh/m³.

Estevan & García. (2007); Fritzmann et al. (2007); Subramani et al. (2011).

4.5 Ahorro energético en las desaladoras

Una de las formas de reducir el elevado consumo energético de las desaladoras, y por tanto de reducir la emisión de GEI, es analizar diferentes estrategias, tecnologías y formas de diseñar que contribuyan a ello. Los factores que más influyen a la hora de minimizar el consumo de los sistemas de OI son la mejora del diseño del propio sistema, el bombeo de alta eficiencia, la recuperación de energía y los materiales avanzados para membranas (Subramani et al., 2011).

4.5.1 Mejora del diseño del sistema

Se ha comprobado que el diseño y la configuración de las membranas de OI tienen un efecto importante en el rendimiento de las desaladoras, tanto energética como económicamente.

En las primeras plantas de OI se utilizaban tubos de seis membranas divididos en dos etapas, lo cual permitía reducir considerablemente la polarización, pero aumentaba las necesidades de presión. Por este motivo se empezó a utilizar tubos de hasta ocho membranas (lo normal son siete), de una sola etapa. Esto consiguió reducir las necesidades de energía en un 2,5%.

Otro punto importante ha sido conseguir que estas plantas trabajen en el punto de máxima eficiencia. Esto se ha logrado gracias a la implementación de sistemas y sondas de precisión que permiten, llevando los datos hacia un panel de mando, hacer un control avanzado, y en tiempo real, de todas las partes del sistema (abrir o cerrar válvulas, activar más o menos bombas, etc). Gracias a este control ha sido posible acercarse a los valores teóricos de eficiencia que se supone podrían alcanzar estas plantas.

Por otro lado, se ha comprobado que, poniendo membranas de alta permeabilidad al principio del vaso de presión, y de menor permeabilidad al final, y bombeando el permeado de las primeras membranas hacia las últimas, se reduce tanto la presión necesaria en las partes finales como la inversión en membranas. Así no hace falta poner membranas de alta calidad en todo el tubo de presión, sino solo al principio, y como la cantidad de sales en el permeado cada vez es menor a medida que se avanza en el tubo, la presión necesaria para quitar la sal restante va disminuyéndose.

Además ha habido un avance desarrollado en el primer lustro del siglo XXI, que ha permitido reducir considerablemente las pérdidas de presión a lo largo del tubo de presión. Este es la utilización de espaciadores de fibras de patrones no circulares, que permiten una mejor circulación del agua permeada y que por tanto disminuye las pérdidas de presión.

Por último, se debe considerar, según sean las facilidades para acceder a recursos energéticos fósiles, la posibilidad de instalar las plantas desalinizadoras junto a centrales térmicas de producción de energía que estén en la costa y empleen agua de mar. La temperatura del agua de condensación de una planta de energía suele estar 5-15°C por encima de la del mar. Se ha comprobado que utilizar un agua de mar más caliente podría reducir las necesidades de presión en la planta de OI un 5-8 %.

4.5.2 Bombeo de alta eficiencia

En una desaladora de OI, la energía que consumen las bombas supone el 40 % del coste energético total de la planta. Por eso es de vital importancia que estas sean lo más eficientes posible. Para ello se han de escoger bombas que empleen un motor de muy alta eficiencia, el cual lleve acoplado un variador de frecuencia que permita adaptar la velocidad de la bomba a las necesidades del sistema

(temperatura del agua, grado de salinidad, etc). Además se ha de poder comprobar el funcionamiento eficiente de las bombas, para lo cual la velocidad de la bomba debe estar siempre dentro de un rango específico que proporcione en todo momento el punto de funcionamiento óptimo.

A gran escala, las consideraciones anteriores pueden mejorar considerablemente la eficiencia de la planta y disminuir sus necesidades energéticas.

4.5.3 Recuperación de energía

En las plantas de OI, los equipos de recuperación de energía, o ERDs por sus siglas en inglés (*Energy Recovery Devices*), se pueden clasificar en dos grupos:

- Sistemas de desplazamiento positivo (o cámaras isobáricas). Son dispositivos que emplean la energía hidráulica (de presión) de la corriente de salmuera de salida para producir un desplazamiento positivo en su interior, transfiriendo la energía hidráulica al agua de mar de entrada en un solo paso. Si la energía de presión se transfiere directamente entre los dos fluidos; es decir, sin un elemento físico que separe la salmuera del agua de mar (pistón líquido), el dispositivo es conocido como “intercambiador de presión”, o “PX” por sus siglas en inglés (*Pressure Exchanger*). Si por el contrario, entre la corriente de salmuera y el agua de mar hay un elemento físico (pistón sólido), el dispositivo es denominado “intercambiador de trabajo”, o “DWEER” por sus siglas en inglés (*Dual Work Exchanger Energy Recovery*).

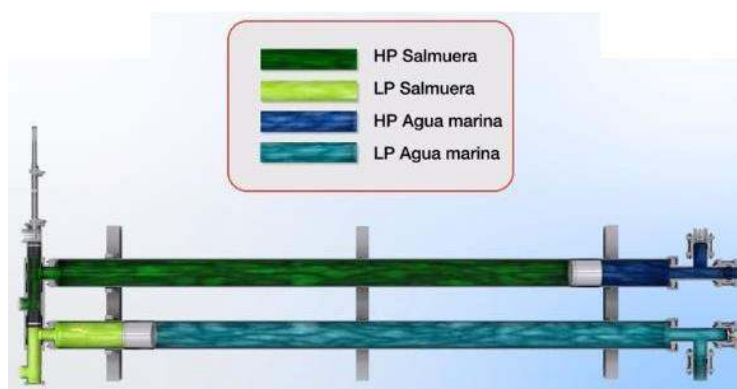


Figura 19: Sistema de desplazamiento positivo DWEER. Fuente: FlowServe (2012).

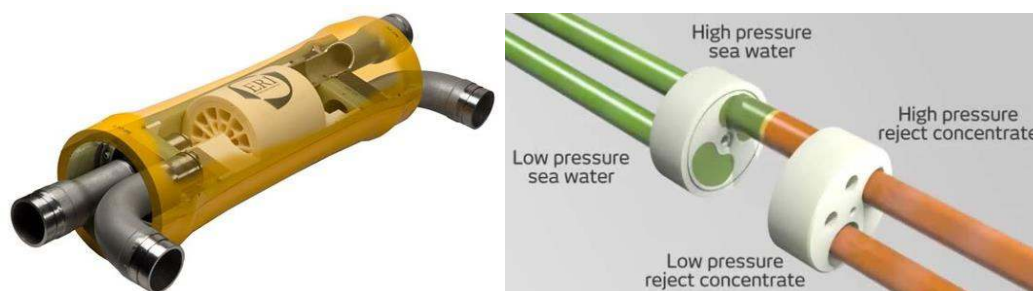


Figura 20: Sistema de desplazamiento positivo PX. Fuente: Energy Recovery (2013).

Los dispositivos DWEER (Figura 19) pueden trabajar con un rango más amplio de viscosidades y densidades de agua que los PX (Figura 20). Además, los PX son bastante ruidosos y generan un grado de mezcla entre salmuera y agua de mar significativo (incremento de salinidad del 1,5-3 %) que puede incrementar la presión de trabajo necesaria en el sistema de OI (*Subramani*

et al., 2011). No obstante, al no tener pérdidas por transformación, ya que el contacto entre fluidos es directo, su eficiencia es un poco superior al de los DWEER, llegando a recuperar el 96-98 % de la energía de la salmuera (*Fritzmann et al., 2007*).

- Sistemas de turbinas. Son sistemas en los que la energía hidráulica (de presión) del concentrado del proceso de OI se transforma en energía mecánica centrífuga que seguidamente vuelve a convertirse en energía hidráulica.

Uno de los dispositivos de este tipo más empleados son las “turbinas pelton” (Figura 21). Estas turbinas aprovechan la energía de un chorro de agua (en este caso el de la corriente de salmuera) para hacer girar unas palas, que unidas a al eje de giro de la bomba de alta presión, permiten obtener una energía cinética que ayuda a reducir la cantidad de energía eléctrica que necesita la bomba para alcanzar la presión necesaria. Considerando que el rendimiento de estas turbinas puede llegar al 90 %, y que el rendimiento de las bombas de alta presión suele ser de un 88 %, se podría recuperar hasta un 79,2 % de la energía de la salmuera (*Estevan & García, 2007*).

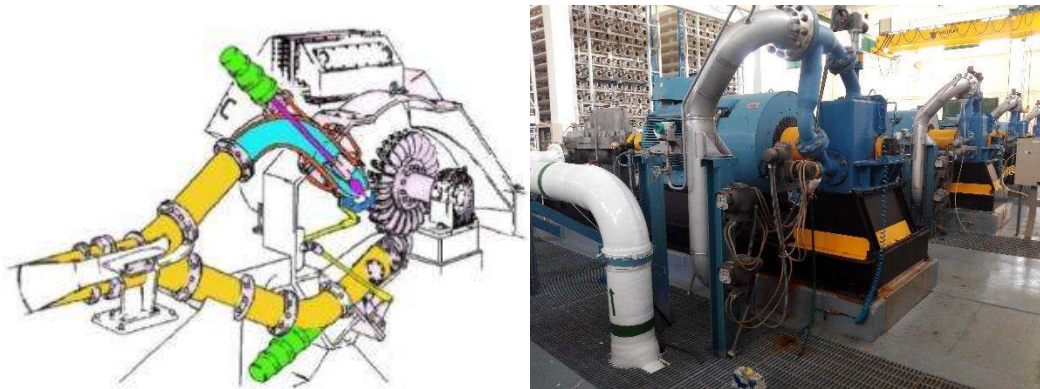


Figura 21: Turbina pelton de dos inyectores.

El otro dispositivo que emplea esta tecnología es el “turbocompresor”, o “turbocharger” en inglés (Figura 22). Este dispositivo es una combinación de una turbina y de una bomba, ambos unidos por medio de un rotor común. La corriente de salmuera incide sobre las aletas de la turbina y hace girar el rotor. Seguidamente la bomba convierte esa energía de rotación en energía de presión. Esta presión, sumada a la presión intermedia producida anteriormente por una bomba eléctrica, permite llevar el agua de mar a la presión necesaria antes de entrar a las membranas de OI. El rendimiento de los turbocompresores suele ser del 55-60 %.

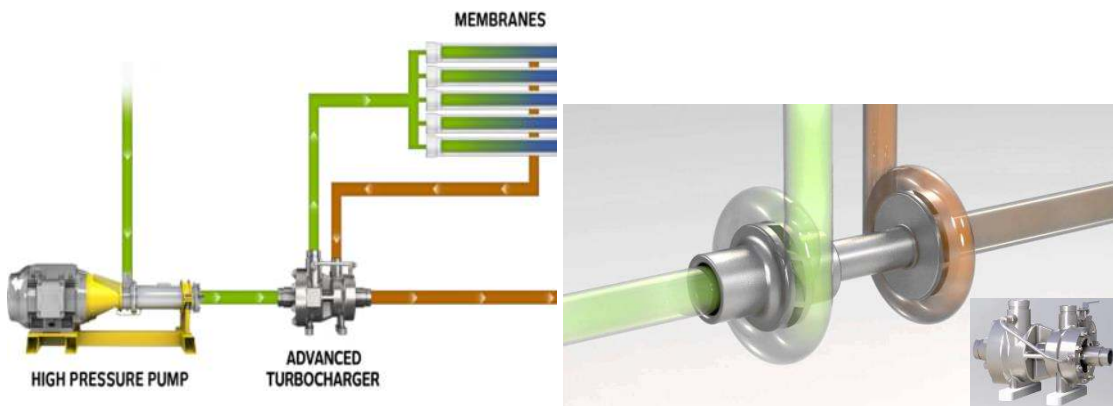


Figura 22: Turbocompresor. Fuente: Energy Recovery (2013).

4.5.4 Materiales de última generación para membranas

En los últimos años, aparte de mejorar los sistemas de recuperación de energía que permiten no desechar la energía invertida en el proceso de OI, se ha avanzado considerablemente en la mejora de las membranas utilizadas en estos sistemas. Tanto es así, que en cuarenta años se ha pasado de un consumo en plantas de OI de 26 kWh/m³ a 3,4 kWh/m³. Pero todavía queda un margen de mejora, y es que el mínimo consumo energético teórico que podría alcanzarse (incluyendo ERDs) es de 1,08 kWh/m³.

En este sentido se han desarrollado recientemente nuevas membranas que han doblado su capacidad de permeabilidad con respecto a las de los años ochenta, y que han reducido su tamaño considerablemente; ambos hechos que se comprobó que debían darse para que la reducción de los costes de desalar agua de mar fuera significativa (*Subramani et al., 2011*).

Por un lado están las “membranas nanocompuestas”, fabricadas a partir de la dispersión de nano partículas de zeolita sobre películas finas de poliamida. Con la adición de zeolita se ha conseguido aumentar la capacidad de permeabilidad de las membranas por encima del doble de las membranas tradicionales, además de proporcionar un rechazo del 99,7 % de sales. Todo esto se ha traducido en un 20 % de reducción de consumo de energía.

Por otro lado están las “membranas de nanotubos”, producidas a partir de nanotubos de carbono (6-11 Å). Con esta tecnología, aún en desarrollo, se pretende multiplicar por diez la capacidad de permeabilidad, lo que supondría unos ahorros energéticos de entre un 30 y un 50 %.

Por último estarían las denominadas “membranas biomiméticas”, diseñadas para imitar el altamente selectivo transporte de agua a través de las membranas celulares. Para ello lo que se hace es añadir “acuaporina” (un determinado tipo de proteína) sobre una delgada película polimérica. Estas proteínas actúan como canalizaciones de agua que dejan pasar el agua fácilmente pero que restringen el paso de iones. Las membranas de acuaporina son, cien veces más permeables que las membranas de OI que actualmente se comercializan. Podrían llegar a suponer un 70 % de ahorro energético.

No obstante, el principal problema que presentan estas tres tecnologías es que son muy novedosas, y por consiguiente aún no se dispone de suficientes datos que corroboren sus características a gran escala.

Energy Recovery (2013); Estevan & García. (2007); Flow Serve (2012); Fritzmann et al. (2007); Subramani et al. (2011).

4.6 Energías renovables en las desaladoras

La otra forma de reducir los miles de toneladas de GEI (principalmente CO₂) que las desaladoras emiten a la atmósfera como consecuencia de su elevado consumo energético, es conseguir que la electricidad que estas consumen provenga de fuentes de energía limpia y renovable.

La integración de las energías renovables es la mejor opción existente para sistemas de desalinización aislados, pues esto se encuentran en regiones apartadas a las que no llega la red eléctrica general. Otra opción es la de la aplicación de energías renovables a desalinizadoras ubicadas cerca de núcleos urbanos o dónde sí que llega la red eléctrica. En este último caso hay dos puntos que justifican su

aplicación: uno es el de reducir los costes de la factura eléctrica, y otro el de reducir las emisiones de GEI allá dónde sea que se produzca la electricidad que la planta consume (en la propia ciudad, a la afueras de esta o en un sitio todavía más alejado).

Empleando combustibles fósiles para la alimentación energética de plantas de OI, los niveles de emisión de CO₂ y NO_x eran de 1,78 kg y 4,05 g, respectivamente, por cada metro cúbico de agua desalada. Sin embargo, se ha comprobado que mediante la integración de energía solar fotovoltaica en plantas de OI, esos valores de emisiones se han reducido a 0,6-0,9 kg/m³ de CO₂ y 1,8-2,1 g/m³ de NO_x. Aplicando energía eólica, se ha logrado reducir dichos valores aún más, llegando a los 0,1 kg/m³ de CO₂ y 0,4 g/m³ de NO_x (Subramani et al. 2011).

4.6.1 Energía Solar

La energía solar es el tipo de energía renovable más prometedora para ser utilizada en desalinización. En zonas áridas y semi-áridas la cantidad de radiación solar es muy elevada y apenas tiene intermitencia (solo la nocturna, debida a la ausencia de sol) En España por ejemplo, hay una media de más de 300 días de sol al año, con un nivel de radiación diaria media de unos 4.800 Wh/m² (AEMET, s.a.), lo cual permite obtener una gran cantidad de energía sin emisión directa de GEI.

La desalinización utilizando energía solar puede dividirse en dos vertientes: térmica y electromecánica. Mientras que los procesos de desalinización solar térmica utilizarían la energía térmica del sol, los procesos electromecánicos se basarían en el empleo de paneles fotovoltaicos.

Dentro de los procesos térmicos solares existen tres tecnologías:

- Destiladores solares. Se trata de un dispositivo que permite la desalinización solar directa. Por sus características, es empleado para abastecer demandas de agua de agua potable de menos de 200 m³/día. Se trata de una caseta de ladrillo (u otro material de construcción) cubierta por un material semitransparente (normalmente vidrio) que deja pasar la radiación solar y provoca la evaporación del agua situada en una bandeja situada a altura intermedia. Al evaporarse el agua, aumenta la presión, haciendo que este vapor circule hacia la parte inferior de la bandeja y se vuelva a condensar. Ejemplo: Planta de destilación solar del desierto de Atacama, 22,5 m³/día, 4.000 m² de extensión, actividad 1872-1907, Charles Wilson (Sitiosolar, 2014).

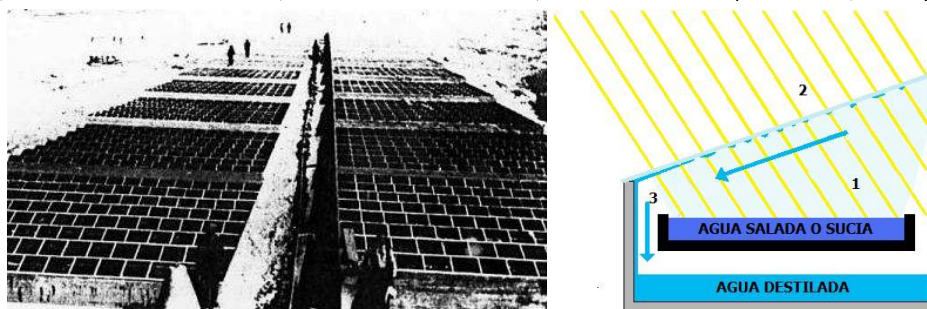


Figura 23: Destilación solar. Fuente: Sitiosolar (2014).

- Estanques solares. Son piscinas de agua salada diseñadas para aprovechar el calor del sol. Se emplean principalmente para generar un diferencial de temperatura que posteriormente es utilizado para producir energía mediante turbinas eléctricas. Su funcionamiento radica en la

ordenación de capas de menor a mayor salinidad, siendo las de mayor salinidad la inferior (la sal es más densa y se va al fondo). Mientras que la capa superior es la más fría, por estar en contacto con el aire, las capas inferiores están más caliente, y las sales disueltas en las capas intermedias evitan que el calor de la capa del fondo vaya hacia arriba por convección natural. Ese calor de las capas bajas es el que emplearan las turbinas eléctricas. Ejemplo: Estanque solar Beit HaArava de Israel, 150 KW de potencia, 210.000 m² de extensión (*Colaboradores de Wikimapia, 2017*).

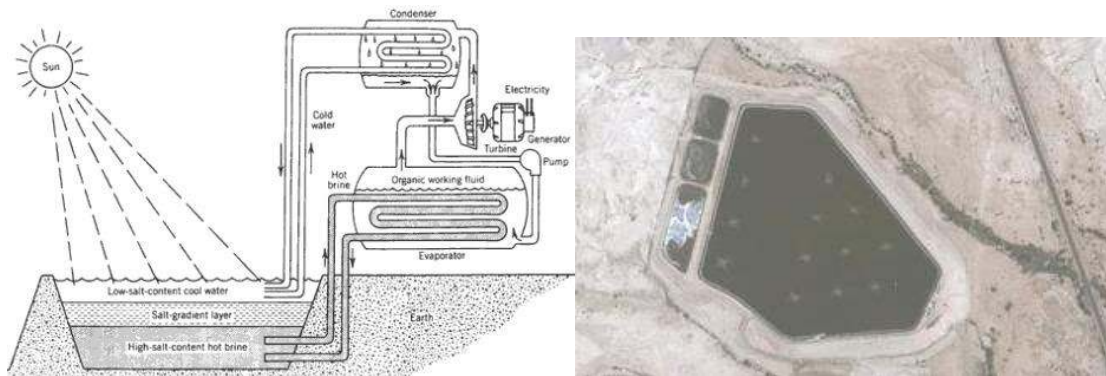


Figura 24: Estanques solares. Fuente: EsRenovable (2011)

- Concentradores solares. Lo que hacen es calentar un fluido calo-portador que posteriormente intercambia calor con agua, la cual es evaporada y se hace pasar a través de una turbina eléctrica para producir energía. Se trata de espejos que concentran la radiación sobre un punto concreto y calientan el fluido calo-portador que allí hay. Según sea la forma de los espejos y según donde este el punto de concentración de la energía solar, existen diversos tipos de tecnologías (concentradores solares de torres, lineales de tipo Fresnel, Sterling,...).

La utilización de paneles solares para producir energía eléctrica de manera rentable y sostenible está más que contrastada. Puesto que las características de este tipo de tecnología (funcionamiento, base teórica, equipos utilizados, etc.) serán ampliamente explicadas en el capítulo 9 de esta memoria, no merece la pena extenderse en ello ahora.

La combinación de energía solar fotovoltaica y la desalación por OI es la más extendida para ahorrar energía, sobre todo en plantas de pequeño tamaño (menos de 50 m³/día). Ejemplo: Planta de OI en Pozo Izquierdo (Gran Canaria), abastecida por una instalación solar fotovoltaica de 4,8 kWp y batería de 60 kWh, con una producción de 3m³/día de agua potable (*Herold & Neskakis, 2000*).

En el desierto de Atacama (Chile) se ha proyectado una planta desalinizadora de OI de gran escala cuya energía eléctrica provendrá principalmente de una instalación fotovoltaica de 100 MW. En el punto de máxima producción fotovoltaica, la planta será capaz de proporcionar 2.500 litros de agua por segundo (*Sánchez, 2018*).

4.6.2 Energía eólica

La energía eólica es, después de la energía solar, la segunda fuente de energía renovable más susceptible de ser utilizada para desalar agua de mar. Dada sus características (las cuales se explican

en detalle en el capítulo 10), es aún más interesante su utilización en zonas costeras, pues es dónde los regímenes de viento son más constantes y donde la velocidad del viento alcanza mayores valores.

La energía eólica aplicada a la desalinización puede aplicarse principalmente de dos maneras: una sería conectando tanto la planta desaladora como la instalación eólica a la red, de manera que cuando haya exceso de producción eólica la electricidad se pueda verter fácilmente a la red, y por el contrario, que cuando los aerogeneradores no den a vasto, la desaladora pueda tomar energía de la red eléctrica general; la otra sería acoplado las turbinas eólicas directamente a la planta desaladora, constituyendo así un sistema aislado.

El problema que tiene la energía eólica es que tiene una elevada intermitencia debida a la variabilidad de la continuidad y la velocidad de los vientos. En la primera opción de funcionamiento este problema está resuelto, ya que en caso de falta de producción eólica la desaladora puede funcionar con energía de red. Este es el sistema empleado en plantas de gran tamaño. Ejemplo: Planta desalinizadora en Perth (Australia), 140.000 m³/día, parque eólico de 80 MW (WWI, 2016).

Sin embargo, en la segunda opción, la variabilidad de los vientos puede afectar considerablemente a la producción de la instalación desalinizadora. Para evitar esto último, existe la posibilidad de poner baterías que almacenen la energía sobrante en periodos punta de producción, o bien acoplar generadores diésel. Esta opción de instalación aislada es más común en plantas desalinizadoras de baja producción. Ejemplo: Planta desalinizadora en Canarias, con una producción de 18 m³/día, alimentada por un aerogenerador de 15 kW (ITC, 2015).

4.6.3 Energía Geotérmica

La energía geotérmica presenta una gran ventaja frente a la solar y la eólica, y es que es continua y perfectamente predecible. Por tanto, podría proporcionar energía para desalinización 24 horas al día los 365 días del año.

Las fuentes de energía geotérmica se clasifican en función de su temperatura en bajas (menos de 100°C), medias (entre 100 y 150 °C) y altas (más de 150°C). Su funcionamiento consiste en la inserción bajo tierra de unos tubos que contienen un fluido (agua o vapor) que se calienta con el calor de la tierra. Este fluido se lleva a un intercambiador de calor en el que cede energía al agua del circuito paralelo, provocando la evaporación de esta. Esta agua evaporada mueve una turbina acoplada a un generador y produce energía eléctrica. Esta energía eléctrica puede ser usada seguidamente por la planta desalinizadora.

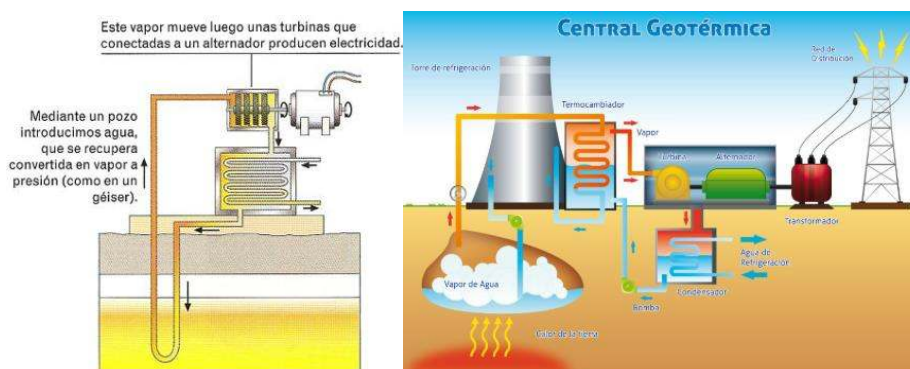


Figura 25: Energía geotérmica. Fuentes: TecnoBlogSanMartín (2012) y Lampadia (2016).

Otra opción es que esa agua evaporada en el intercambiador sea directamente el agua de mar, consiguiendo así directamente separar el agua de las sales y partículas en suspensión. En este sentido, un centro de investigación de Queensland (Australia), ha demostrado que una planta geotérmica de 1.000-100.000 m³/día de producción de agua desalada podría tener unos costes por m³ inferiores a los de plantas de OI. La primera planta de desalinización abastecida por una instalación de energía geotérmica se puso en marcha en los años setenta en Estados Unido (*Subramani et al. 2011*).

4.6.4 Sistemas Híbridos

El aliciente de emplear una combinación de dos fuentes de energía renovables diferentes reside en la posibilidad de suplir los defectos/inconvenientes de una de ellas, con las fortalezas/ventajas de la otra. En el caso de desalinización, la combinación solar fotovoltaica-eólica es la más extendida. Esto se debe a que en determinadas localizaciones, los perfiles temporales de sol y viento no coinciden, consiguiendo así un abastecimiento (casi) continuo. No obstante se han hecho diversas combinaciones de tecnologías de desalinización y de fuentes de energías renovables (Tabla 6).

Esta fusión de fuentes de energía se ha puesto en marcha en numerosas partes del planeta como en Israel, Méjico, Alemania o Italia. También se han diseñado dos plantas desalinizadoras de OI aisladas abastecidas por un aerogenerador de 6 kW y un generador fotovoltaico de 2,5 kW. Hasta el momento todas estas aplicaciones han sido a pequeña escala, como por ejemplo la planta en Eritrea (África) donde se producen, por medio de esta combinación, 35 m³/día con un consumo energético de 2,33 kWh/m³. Los estudios a gran escala aún están por llegar.

Fuentes de energía renovable	Salinidad del agua alimento	Tecnologías desalinizadoras				
		MED	MSF	OI	ED	VCD
Solar Térmica	Agua de mar	✓	✓			
	Agua de mar			✓		
Solar Fotovoltaica	Agua salobre			✓	✓	
	Agua de mar			✓		✓
Eólica	Agua salobre			✓		
	Agua de mar					✓
Geotérmica	Agua de mar	✓				

Tabla 6: Combinación de fuentes de energía renovable en desalinización. Fuente: Goosen et al. (2010).

Colaboradores de Wikimapia (2017); EsRenovavle (2011); Fritzmman et al. (2007); Goosen et al. (2010); Herold & Neskakis (2000); Sitiosolar (2014); Subramani et al. (2011).

CAPÍTULO 5. Normas y referencias.

5.1 Disposiciones legales y normas aplicadas

En este apartado se indican las leyes, reales decretos y demás normativa, seguidas para elaborar y redactar el presente proyecto:

- LEY 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público.
- LEY 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- REAL DECRETO-LEY 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- REAL DECRETO 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Documento Básico de Seguridad Estructural-Acciones en la Edificación, de abril de 2009.
- Documento Básico HE de Ahorro de energía, de junio de 2017.
- Marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030. Comisión Europea.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. PCT-A-REV - Julio 2011.
- Norma UNE 157001 “Criterios Generales para la Elaboración de Proyectos”.

5.2 Bibliografía

En este apartado se recogen todas las fuentes consultadas para establecer la base teórica del proyecto, documental (citas y revisiones) y gráficamente (figuras y tablas). Además algunos artículos han servido para dar apoyo a la “motivación” (justificación) de este proyecto.

Revistas:

- Estevan, Antonio y García, Manuel (2007). *El consumo de energía en la desalación de agua de mar por ósmosis inversa: situación actual y perspectivas*. Ingeniería Civil.
- Fritzmann, C.; Löwenberg, J.; Wintgens, T. y Melin, T. (2007). *State-of-the-art of reverse osmosis desalination*. Alemania: Aachen. ELSEVIER.
- Goosen, Mattheus; Mahmoudi, Hacene y Ghaffour, Noredine (2010). *Water Desalination Using geothermal Energy*. Arabia Saudí: Riyadh. Energies.
- Herold, Dirk y Neskakis, Apostolos (2000). *A small PVdriven reverse osmosis desalination plant on the island of Gran Canaria*. Alemania: Jülich. ELSEVIER.
- Subramani, Arun; Badruzzaman, Mohammad; Oppenheimer, Joan; Jocangelo y Joseph G. (2011). *Energy minimization strategies and renewable energy utilization for desalination: A review*. USA: Arcadia. ELSEVIER

Artículos periodísticos:

- Martins, Alejandra (2017). *¿Puede la desalinización ser la solución para la crisis mundial del agua? [en línea]*. Disponible en: < <https://www.bbc.com/mundo/noticias-39332148>> [13 Febrero 2019]. BBC.

- El periódico Mediterráneo (2012). *¿Cuándo se construyó la primera desaladora?* Disponible en: <https://www.elperiodicomediterraneo.com/noticias/opinion/cuando-construyo-primera-desaladora_784546.html> [13 Marzo 2019]. El periódico.
- Sánchez, Pilar (2018). *Se consigue la financiación inicial para el desarrollo de la mayor planta desalinizadora con energía fotovoltaica de América Latina [en línea]*. Disponible en: <<https://www.pv-magazine-latam.com/2018/06/06/se-consigue-la-financiacion-inicial-para-el-desarrollo-de-la-mayor-planta-desalinizadora-con-energia-fotovoltaica-de-america-latina/>> [27 Marzo 2019]. pv magazine.

Páginas web:

- Ath (s.a.). *Si eres lo que bebes, bebe la mejor agua. Ósmosis inversa [en línea]*. Disponible en: <<http://www.ath.es/si-eres-lo-que-bebes-bebe-la-mejor-agua/>> [11 Marzo 2019].
- Autoconsumamos (s.a.). Disponible en: www.autoconsumamos.com [28 Febrero 2019].
- Autoconsumo al detalle (s.a.). Componentes del sistema. Disponible en: <<http://www.autoconsumoaldetalle.es/componentes-del-sistema-2/>> [28 Febrero 2019].
- Automa (2017). *Tipo de inversores [en línea]*. Disponible en: <<http://www.automa.solar/solar/tipo-de-inversores/>> [1 Marzo 2019].
- AutoSolar (s.a.). *Inversores de conexión a red [en línea]*. Disponible en: <<https://autosolar.es/inversor-de-conexion-a-red>> [1 Marzo 2019].
- Buenaventura, Arturo (2015). *Breve historia de la desalación [en línea]*. Disponible en: <<http://www.laenergiadelcambio.com/breve-historia-de-la-desalacion/>> [14 Febrero 2019].
- Boileau, H. (s.a.). *Conexión a red de sistemas fotovoltaicos [en línea]*. Disponible en: <http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es09/Chapter_9_ES.pdf> [3 Marzo 2019].
- Certificados Energéticos (2015). *¿Qué tipo de paneles fotovoltaicos son los más eficientes y rentables? [en línea]*. Disponible en: <<https://www.certificadosenergeticos.com/tipo-paneles-fotovoltaicos-son-mas-eficientes-rentables>> [24 Febrero 2019].
- ChipSol (s.a.). *Instalación fotovoltaica autoconsumo con conexión a red [en línea]*. Disponible en: <<https://chipsol.com/instalacion-fotovoltaica-autoconsumo-con-conexion-a-red/>> [28 Febrero 2019].
- Colaboradores de Wikimapia (2017). *Beit HaArava [en línea]*. Disponible en: <<http://wikimapia.org/24492117/Beit-HaArava-solar-pond>> [27 Marzo 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2016). *Evaporador de efecto múltiple [en línea]*. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Evaporador_de_efecto_m%C3%BAltiple> [7 Marzo 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2018). *Destilación flash [en línea]*. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Destilaci%C3%B3n_flash> [6 Marzo 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2018). *Inversor (electrónica) [en línea]*. Disponible en: <[https://es.wikipedia.org/wiki/Inversor_\(electr%C3%B3nica\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Inversor_(electr%C3%B3nica))> [2 Marzo 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2018). *Multiple-effect distillation [en línea]*. Disponible en: <https://en.wikipedia.org/wiki/Multiple-effect_distillation> [7 Marzo 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2018). *Panel fotovoltaico [en línea]*. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico> [26 Febrero 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2019). *Desalinización [en línea]*. Disponible en: <<https://es.wikipedia.org/wiki/Desalinizaci%C3%B3n>> [14 Febrero 2019].

- Colaboradores de Wikipedia (2019). *Esfera celeste* [en línea]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Esfera_celeste> [22 Febrero 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2019). *Radiación solar* [en línea]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n_solar> [22 Febrero 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2019). *Efecto fotoeléctrico* [en línea]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico> [22 Febrero 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2019). *Célula fotoeléctrica* [en línea]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_fotoel%C3%A9ctrica> [24 Febrero 2019].
- Colaboradores de Wikipedia (2019). *Multi-stage flash distillation* [en línea]. Disponible en: <https://en.wikipedia.org/wiki/Multi-stage_flash_distillation#cite_note-1> [7 Marzo 2019].
- Dévora, Germán Eduardo; González, Rodrigo; Ruiz, Saúl (2012). *Evaluación de procesos de desalinización y su desarrollo en México* [en línea]. Disponible en: <http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2007-24222013000300002#f1> [7 Marzo 2019].
- Electrónica Fácil (s.a.). *Principios básicos-Materiales Semiconductores* [en línea]. Disponible en: <<https://www.electronicafacil.net/tutoriales/Principios-Basicos-Materiales-Semiconductores.php>> [23 Febrero 2019].
- Energía solar (2016). *Tipos de células fotovoltaicas* [en línea]. Disponible en: <<https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/modulo-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/tipos>> [25 Febrero 2019].
- Energías Renovables (2014). *Tipos de paneles fotovoltaicos* [en línea]. Disponible en: <<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>> [25 Febrero 2019].
- Es renovable (2011). *Los estanques solares* [en línea]. Disponible en: <<http://esrenovable.blogspot.com/2008/07/los-estanques-solares.html>> [27 Marzo 2019].
- Fluence (2017). *Satisfacer las Necesidades de Agua con la Desalinización* [en línea]. Disponible en: <<https://www.fluencecorp.com/es/que-es-la-desalinizacion/>> [6 Marzo 2019].
- García, Águeda (2015). *Agua y sal: La historia de la desalación* [en línea]. Disponible en: <<https://www.iaqua.es/noticias/aqueda-garcia-durango/15/10/23/aqua-y-sal-historia-desalacion>> [13 Febrero 2019].
- Generalitat de Catalunya (2019). *Factor de emisión asociado a la energía eléctrica: el mix eléctrico* [en línea]. Disponible en: <http://canviclimatic.gencat.cat/es/reduceix_emissions/com-calculer-emissions-de-geh/factors-demissio-associats-a-lenergia/> [5 Marzo 2019].
- HyperPhysics (s.a.). *Región de depleción* [en línea]. Disponible en: <<http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/Solids/pnjon.html>> [23 Febrero 2019].
- Ingemecánica (s.a.). *Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego* [en línea]. Disponible en: <<https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html>> [26 Febrero 2019].
- ITC, (2015). *Sistema de desalación de agua del mar accionado por energía eólica* [en línea]. Disponible en: <<http://www.itccanarias.org/web/itc/proyectos-aqua/sodamee.jsp?lang=es>> [28 Marzo 2019].
- Lampadia (2016). *La energía geotérmica: un potencial por desarrollar* [en línea]. Disponible en: <<https://lampadia.com/analisis/recursos-naturales/la-energia-geotermica-un-potencial-por-desarrollar/>> [28 Marzo 2019].

- Mppt Solar (s.a.). *Cómo funciona un inversor [en línea]*. Disponible en: <<https://www.mpptsolar.com/es/esquema-funcionamiento-inversor.html>> [2 Marzo 2019].
- Placas Solares Fotovoltaicas (2018). *Célula fotovoltaica [en línea]*. Disponible en: <<https://placassolaresfotovoltaicas.com/paneles-solares/energia-fotovoltaica/celula-fotovoltaica/>> [24 Febrero 2019].
- Radio Electrónica (s.a.). *Los semiconductores – La unión PN [en línea]*. Disponible en: <<http://www.radioelectronica.es/articulos-teoricos/126-los-semiconductores-la-union-pn>> [22 Febrero 2019].
- Ros, Antonio (2011). *El agua. Desalación (1/4). Capítulos 6 (MSF), 7 (MED) y 8 (CV) [en línea]*. Disponible en: <<http://www.mailxmail.com/curso-agua-desalacion-1-4>> [6 Marzo 2019].
- Ros, Antonio (2011). *El agua. Desalación (2/4). Capítulo 1: Electrodialisis [en línea]*. Disponible en: <<http://www.mailxmail.com/curso-agua-desalacion-2-4/electrodialisis>> [11 Marzo 2019].
- Sitiosolar (2014). *Los destiladores solares [en línea]*. Disponible en: <<http://www.sitiosolar.com/los-destiladores-solares/>> [27 Marzo 2019].
- Sumiseran S.L. (s.a.). *Seguidores solares [en línea]*. Disponible en: <<http://sumiseran.es/contents/es/d18.html>> [27 Febrero 2019].
- SunFields Europe (s.a.). *¿Cómo se construye un módulo fotovoltaico? – Laminación, curado y enmarcado [en línea]*. Disponible en: <<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-laminacion-curado-y-enmarcado/>> [26 Febrero 2019].
- Técnica Industrial (2016). *Perovskita, células solares de bajo coste [en línea]*. Disponible en: <<http://www.tecnicaindustrial.es/TIFrontal/a-7758-Perovskita--celulas-solares-coste.aspx>> [25 Febrero 2019].
- TecnoBlogSanMartin (2012). *Energía geotérmica [en línea]*. Disponible en: <<https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/category/tecnologia-3%C2%BA-e-s-o/unidad-5-energias-renovables/5-4-energia-geotermica/>> [28 Marzo 2019].
- Turrillas Salobre, Eduardo (2014). *Estudio comparativo de la eficiencia energética en seguidores solares [en línea]*. Disponible en: <<http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/11844/TFGTurrillasSalobreEduardo2014.pdf?sequence=1>> [27 Febrero 2019].
- Universidad de Jaén (s.a.). *Naturaleza de la radiación solar [en línea]*. Disponible en: <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/2_radiacion_08.htm> [22 Febrero 2019].
- Universidad de Jaén (s.a.). *La célula solar [en línea]*. Disponible en: <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm> [24 Febrero 2019].
- WEER (s.a.). *Construit Panel Solar Fotovoltaico [en línea]*. Disponible en: <<http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com/contruir-panel-solar-fotovoltaico-parte-1/>> [26 Febrero 2019].
- WordPress (2012). *Física del Estado Sólido y Física de Semiconductores: lo que hay que saber [en línea]*. Disponible en: <<https://thetuzaro.wordpress.com/tag/semiconductores-tipo-n/>> [22 Febrero 2019].
- WordPress (s.a.). *Historia del agua en el desierto más árido del mundo: El primer destilador solar, de Charles Wilson [en línea]*. Disponible en: <<https://historiadelaagua.wordpress.com/el-primero-destilador-solar-de-charles-wilson/>> [14 Febrero 2019].

- *WWI (2016). Look to windward: the case for wind powered desalination [en línea].* Disponible en: <<https://www.waterworld.com/articles/wwi/print/volume-31/issue-6/featured-articles/look-to-windward-the-case-for-wind-powered-desalination.html>> [28 Marzo 2019].
- Zúñiga, Juan Francisco (s.a.). *La desalinización: una opción a tener en cuenta [en línea].* Disponible en: <<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia26/HTML/articulo04.htm>> [13 Febrero 2019].

Videos:

- Con Luz Propia (2014). *Desalación mediante energía solar [vídeo en línea].* Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=sD9_d19q6m0> [1 Octubre 2018].
- Flowserve (2012). *Spanish subtitles - Calder™ DWEER™ Energy Recovery Device Animation [video en línea].* Disponible en: <<https://www.youtube.com/watch?v=665ZYdNbcc4&t=575s>> [22 Marzo 2019].
- Energy Recovery (2013). *How the PX Pressure Exchanger® Works [video en línea].* Disponible en: <<https://www.youtube.com/watch?v=Y4Yk2Srs4XM>> [Septiembre 2018].
- Energy Recovery (2013). *Energy Recovery Advanced TurboCharger Animation [video en línea].* Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=v-QFhVnq_Eq> [22 Marzo 2018].

Otros:

- Diccionario de la Real Academia Española (<https://dle.rae.es/?w=diccionario>).
- Martínez, Fernando (s.a.). *Teoría de Centrales Hidráulicas - Tema 1: Potencial hidroeléctrico.*
- Montagud, Carla (s.a.). *Teoría de Centrales Solares Térmicas - Tema 1: Introducción a la energía solar térmica.*
- Sánchez, Carlos (s.a.). *Teoría de Centrales Solares Fotovoltaicas – Tema 1: Introducción.*
- Sánchez, Carlos (s.a.). *Teoría de Centrales Solares Fotovoltaicas – Tema 2: Tecnologías Fotovoltaicas.*
- Ibáñez, Fernando (s.a.). *Teoría de Centrales Solares Fotovoltaicas – Tema 3: Generador Fotovoltaico.*
- Ibáñez, Fernando (s.a.). *Teoría de Centrales Solares Fotovoltaicas – Tema 6: Inversores.*
- Ibáñez, Fernando (s.a.). *Teoría de Centrales Solares Fotovoltaicas – Tema 7: Dimensionado sistemas autónomos.*
- Ibáñez, Fernando (s.a.). *Teoría de Centrales Solares Fotovoltaicas – Tema 8: Generación eléctrica SFCR.*
- AEMET, Agencia Estatal de Meteorología (s.a.). *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT.*

5.3 Programas de cálculo

Los programas de cálculo empleados para el dimensionado y diseño de las instalaciones, equipos y su distribución, así como los empleados para la redacción del presente proyecto, han sido los siguientes:

- Microsoft Office Excel 2013.
- Microsoft Office Word 2013.
- AutoCAD 2016.
- Google Earth Pro.

- PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). European commission. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.

CAPÍTULO 6. Titular de la planta híbrida solar fotovoltaica-eólica.

El titular de la instalación será Acciona Agua S.A. con C.I.F. 0A95113361, y domicilio social Avenida de Europa, 22 - Bajo, Parque Empresarial LA MORALEJA, 28108, Alcobendas, Madrid.

CAPÍTULO 7. Tipo de actividad y emplazamiento de la planta híbrida SFV-E.

La empresa Acciona Agua S.A. desarrolla en Jávea, desde hace varios años, la actividad de “Captación, depuración y distribución de agua” (código CNAE 3600).

Por otro lado, la instalación sobre la que trata el presente proyecto tiene como fin el producir energía eléctrica que posteriormente será usada por la propia planta desalinizadora (autoconsumo). Así pues, el código de esta actividad sería el 3519, de “Producción de energía eléctrica de otros tipos”; en este caso, solar fotovoltaica.

La instalación fotovoltaica estará ubicada dentro de la propia planta desalinizadora, situada a las afueras de la localidad de Jávea, en la provincia de Alicante, en la Comunidad Valenciana (ver *Plano 1: Situación de la desaladora*). La dirección concreta de la misma será: Camino del Río Gorgos, 22, 03730, Jávea, Alicante (ver *Plano 2: Emplazamiento de la desaladora*).

CAPÍTULO 8. Energía solar fotovoltaica.

8.1 Radiación solar

El sol, como consecuencia de las reacciones de fusión nuclear que se producen en su interior, genera una serie de ondas electromagnéticas de diferentes características (amplitud y longitud de onda), a las que se conoce como “radiación solar”. Estas ondas electromagnéticas son consecuencia de la energía producida en las pérdidas de masa de las fusiones nucleares ($E = m \cdot c^2$).

8.1.1 Medida de la radiación solar

Esta energía producida por el sol, y transmitida como radiación solar, puede medirse de dos maneras diferentes:

- Irradiancia: es la energía por unidad de tiempo (potencia) incidente sobre una superficie. Se mide en W/m^2 y se suele representar mediante la letra G.

$$G(W/m^2) = \frac{\text{Potencia}}{\text{Superficie}} \quad (1)$$

- Irradiación (o radiación): es la energía incidente sobre una superficie a lo largo de un periodo de tiempo determinado. Se obtiene al integrar la irradiancia a lo largo de dicho periodo de

tiempo. Su unidad habitual es el kWh/m², sus símbolos suelen ser I o H, según se trate de radiación horaria o radiación diaria, respectivamente.

$$I(\text{kWh}/\text{m}^2) = \frac{\text{Energía}}{\text{Superficie}} = \int_{\text{hora}} G dt \quad (2)$$

$$H(\text{kWh}/\text{m}^2) = \frac{\text{Energía}}{\text{Superficie}} = \int_{\text{día}} G dt \quad (3)$$

8.1.2 Movimiento de la Tierra alrededor del sol

El movimiento de la Tierra alrededor del sol varía a lo largo del año, provocando que según la época, la radiación solar incida sobre la superficie terrestre con un ángulo diferente. Esta variación del movimiento de la Tierra alrededor del sol, se traduce como la variación del ángulo que forman el plano del ecuador y la línea que une el centro de la tierra con el centro del sol; este ángulo es conocido como declinación (δ).

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360}{365} (n + 284) \right] \rightarrow \begin{cases} n = 1 \text{ para el 1 de Enero} \\ \dots \\ n = 365 \text{ para el 31 de Diciembre} \end{cases} \quad (4)$$

La variación de δ a lo largo del año provoca que la trayectoria del sol sea diferente según el día, y que la duración del día y de la noche no sea constante (Figura 26). La consecuencia de todo esto es la variación, según el momento del año, de la cantidad de energía del sol que incide sobre la superficie terrestre.

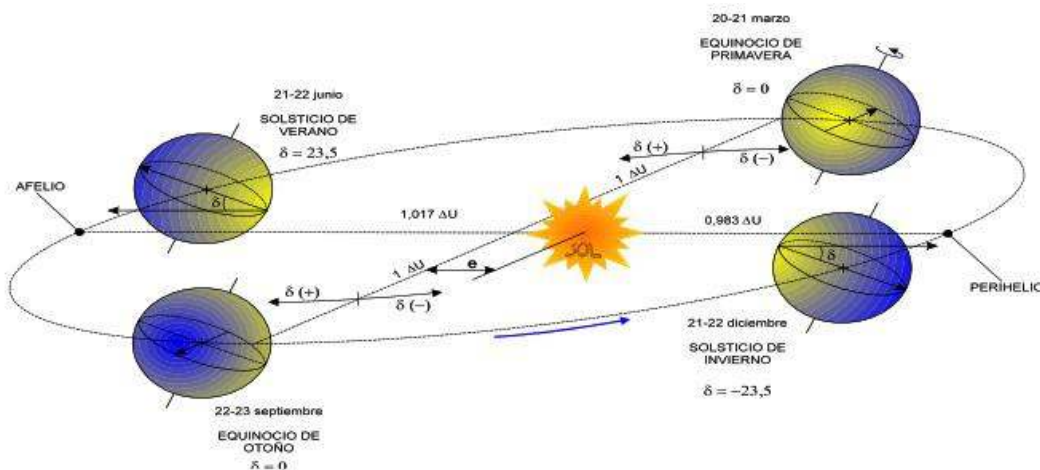


Figura 26: Movimiento de la tierra alrededor del sol. Fuente: Montagud (s.a.).

En el hemisferio norte, conforme más cerca se está del solsticio de verano, mayor es la declinación (positiva) y por tanto la radiación solar incide sobre la tierra con mayor perpendicularidad, aportando una mayor cantidad de energía; mientras que conforme nos acercamos al solsticio de invierno, la declinación es menor (negativa) y la trayectoria solar es más baja, disminuyendo la perpendicularidad, y como consecuencia la cantidad de energía solar recibida (Figura 27). En el hemisferio sur ocurre justamente al contrario.

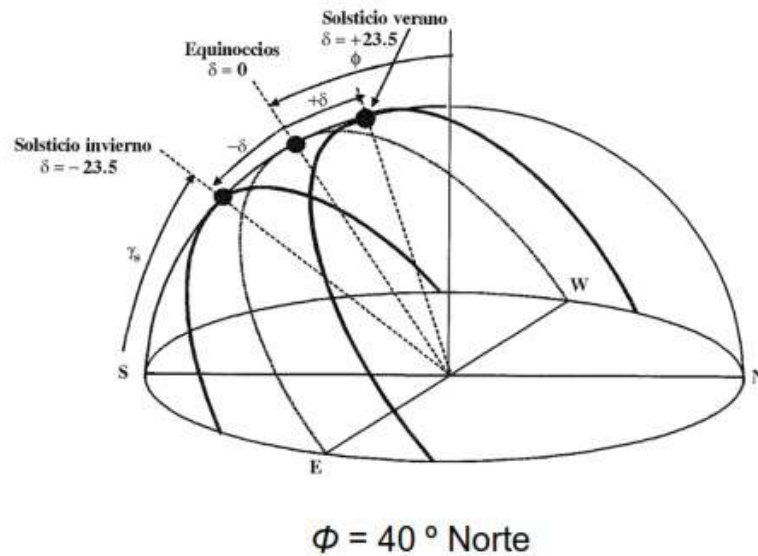


Figura 27: Ángulo de incidencia de la radiación solar sobre la Tierra según la época del año. Fuente: Sánchez (s.a.).

8.1.3 Clasificación de la radiación solar

De forma general, la radiación solar se puede clasificar en dos grupos:

- Radiación solar extraterrestre: es la radiación procedente del sol percibida en el espacio entre el exterior de la atmósfera y el sol.
- Radiación solar terrestre: es la radiación procedente del sol comprendida entre los límites de la atmósfera y la superficie terrestre.

La radiación solar terrestre, a su vez se divide en:

- Radiación directa (B): es la que llega directamente del sol sin desvío alguno, y la causante de las sombras.
- Radiación difusa (D): es la que proviene de todos los puntos de la bóveda celeste, sufriendo desvíos como consecuencia de la dispersión de los componentes de la atmósfera.
- Radiación reflejada o albedo (R): es la radiación reflejada del suelo. Sería como la suma de una parte de la radiación directa y una parte de la radiación difusa, que una vez reflejada por la Tierra y otros obstáculos, incide sobre una superficie.
- Radiación global (G): es la suma de las tres radiaciones anteriores. Sería el resultado de restar a la radiación extraterrestre la parte de esta que es reflejada por la atmósfera de vuelta al espacio.

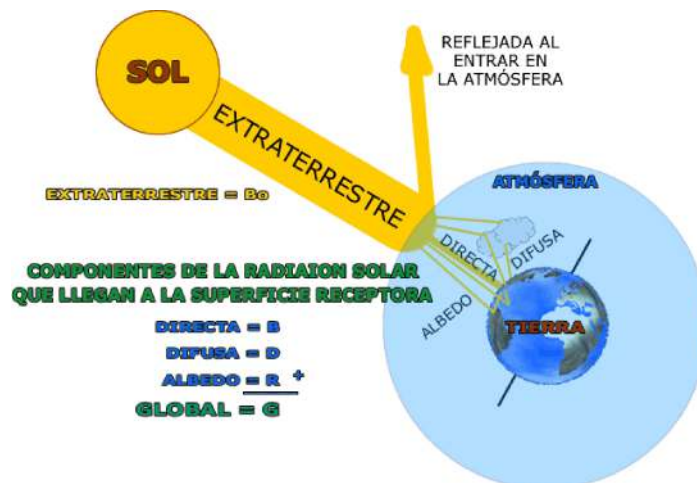


Figura 28: Componentes de la radiación solar. Fuente. Universidad de Jaén (s.a.).

Colaboradores de Wikipedia (2019); Montagud (s.a.); Sánchez (s.a.); Universidad de Jaén (s.a.).

8.2 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico (o efecto fotoeléctrico) consiste en la transformación de la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica. Fue demostrado de manera experimental en 1839 (Edmond Becquerel).

Para conseguir este efecto se emplean, principalmente, materiales semiconductores. Mientras que en los materiales conductores no existe banda de energía prohibida, en los materiales semiconductores existe pero es pequeña (Figura 29), por lo que se puede lograr fácilmente que sus electrones pasen de la banda de valencia a la banda de conducción, y producir así una corriente eléctrica. Ese salto de una banda a otra puede lograrse mediante un pequeño aumento de temperatura o de iluminación.

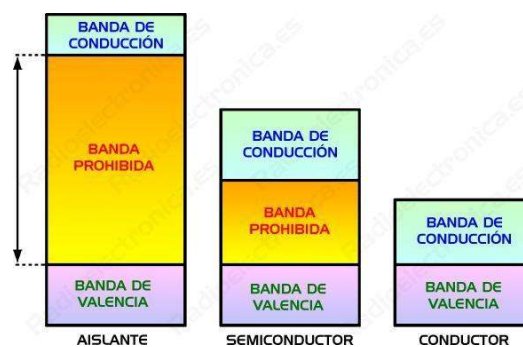


Figura 29: Bandas de energía de los materiales. Fuente: Radio Electrónica (s.a.).

Con el fin de aumentar la conductividad del semiconductor intrínseco (semiconductor “puro”, capaz de generar el salto de un electrón de la banda de valencia a la de conducción con poca energía), lo que se hace es añadir impurezas que favorezcan el aumento de electrones libres y de huecos. A este proceso de adición de impurezas se le denomina dopaje, y el semiconductor pasa a denominarse extrínseco o dopado. Los elementos de dopaje que se introducen en el material base en pequeñas cantidades, pueden ser donadores o aceptadores de electrones. Cuando el elemento es donador se le denomina de tipo N, porque aporta electrones libres y hace más “negativo” al material base, y cuando

el elemento es aceptador se le denomina de tipo P, porque tiene menos electrones (más huecos) en la última capa y por tanto es más “positivo” (Figura 30).

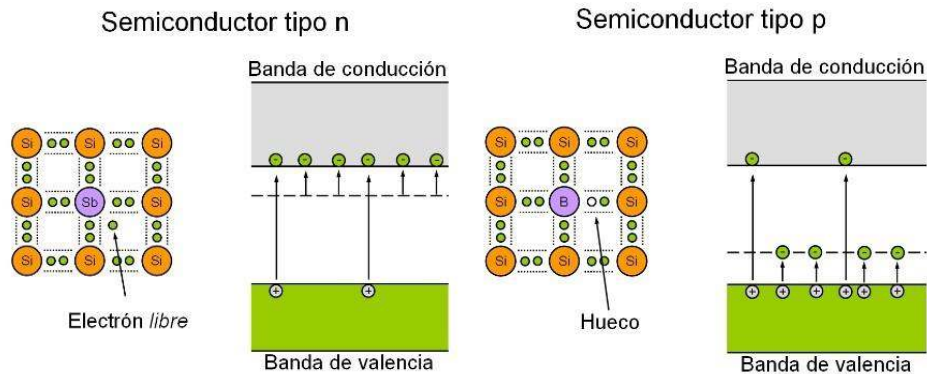


Figura 30: Semiconductores tipo n y tipo p (dopados). Fuente: WordPress (2012)

Para asegurar que la conductividad sea buena, lo mejor es juntar dos materiales, uno tipo N y otro tipo P. De esta manera se genera una zona intermedia de unión p-n en la que se producen aniquilaciones electrón-hueco (e-h) y quedan a cada lado las cargas descubiertas (un lado positivo y el otro negativo) (Figura 31).

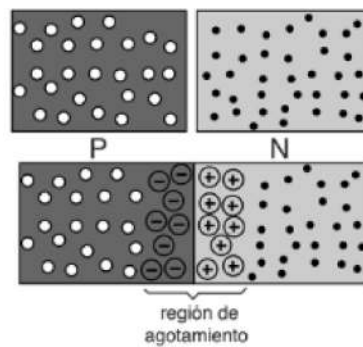


Figura 31: Unión PN y cargas descubiertas. Fuente: HyperPhysics (s.a.).

Así, cuando sobre estos materiales incide un fotón, se forma en la unión p-n un campo eléctrico permanente que lo que hace es separar (repeler) las cargas del mismo signo, generándose una diferencia de potencial entre los dos extremos del material. Conectando estas dos zonas mediante un circuito externo, se permite el flujo de cargas y aparece la corriente eléctrica que se buscaba mediante el efecto fotovoltaico.

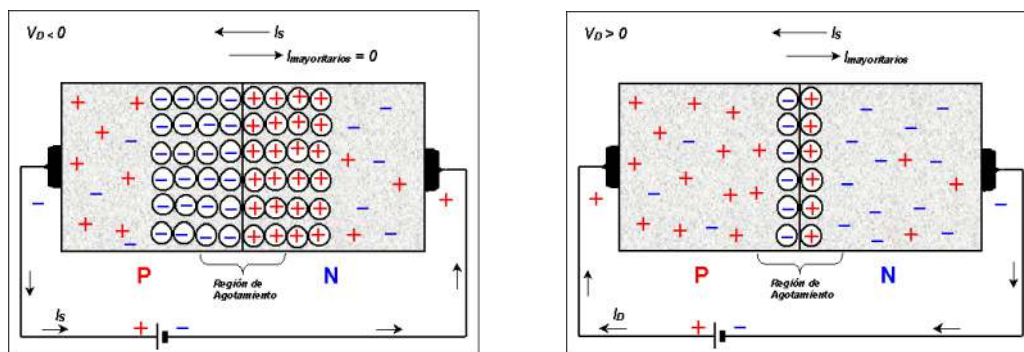


Figura 32: Polarización inversa (izqda.) y polarización directa (dcha.). Fuente: Electrónica Fácil (s.a.).

Según se polarice inversa o directamente, el sentido del flujo de cargas será diferente (Figura 32), al igual que los niveles de tensión y corriente alcanzados (Figura 33).

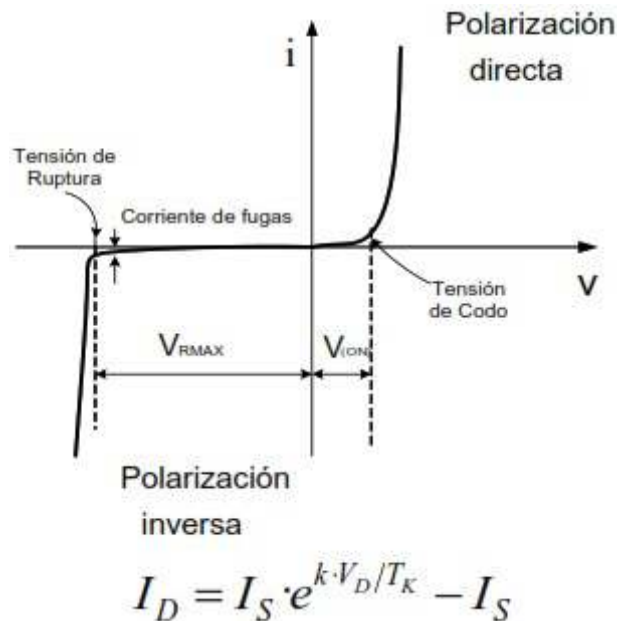


Figura 33: Característica tensión corriente de semiconductores. Fuente: Sánchez (s.a.).

Colaboradores de Wikipedia (2019); Electrónica Fácil (s.a.); HyperPhysics (s.a.); Sánchez (s.a.); Radio Electrónica (s.a.); WordPress (2012).

8.3 Células y módulos fotovoltaicos

8.3.1 Células fotovoltaicas

Una célula fotovoltaica es el dispositivo físico que permite transformar la radiación solar (energía lumínica) en energía eléctrica para que esta pueda ser aprovechada. Hoy en día, la mayoría de células fotovoltaicas se fabrican utilizando silicio (Si) como material semiconductor base, y el fósforo (P) y el boro (B) como elementos semiconductores de dopaje, tipo N y tipo P, respectivamente.

No obstante, también se utilizan para su fabricación otros materiales como cadmio (Cd), galio (Ga), indio (In), arsénico (As), antimonio (Sb), selenio (Se) o telurio (Te), con los cuales se obtienen células más baratas pero de menor eficiencia (como las "CIS", de cobre-indio-selenio) o de mayor eficiencia pero muy caras (como las de GaAs, para aplicaciones espaciales). Así, existen diversos tipos de células fotovoltaicas según la generación (o tecnología) a la que pertenecen (Tabla 7).


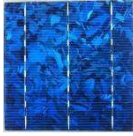

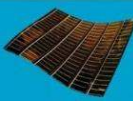



Generación	Célula	Imagen	Rendimiento	Fabricación	Características
I	Silicio Monocristalino		13 – 18 %	<ol style="list-style-type: none"> 1.Fusión de cuarcita 2.Cristalización cilíndrica 3.Corte en rodajas 4.Limpieza y dopaje 5.Contactos metálicos 	<ul style="list-style-type: none"> -Un único cristal -Color azul oscuro -25 años de vida útil -Coste alto -Desperdicio de material
	Silicio Policristalino		11 – 15 %	<ol style="list-style-type: none"> 1.Fusión de cuarcita 2.Cristalización cilíndrica 3.Corte en láminas 4.Limpieza y dopaje 5.Contactos metálicos 	<ul style="list-style-type: none"> -Varios cristales -Diferentes azules -Coste bajo -Cuadrada o rectangular -Peor resistencia al calor
	Silicio Amorfo		5 – 8 %	<ol style="list-style-type: none"> 1.Inyección de gas Silano 2.Bombardeo con e⁻ 3.Deposición plasma en sustrato caliente 4.Dopaje p-i-n 	<ul style="list-style-type: none"> -Flexible (no cristales) -Color marrón -Coste bajo -Vida útil < 10 años -Funciona con poca luz
II (Capa Fina)	Teluro de Cadmio (CdTe)		10 %	<ol style="list-style-type: none"> 1.Deposición de CdTe y CdS por sublim / condens o electrodeposición 3.Deposición capa TCO con spray de son₂ o sputtering 	<ul style="list-style-type: none"> -Flexible -Coste bajo -Altamente tóxico -Degradación rápida
	CIS (CuInSe ₂) y GIGS (Cu(In,Ga)Se ₂)		14.1 %	<ol style="list-style-type: none"> 1.Deposición de Mo 2.Deposición de la capa absorbadora (Cu,In,Ga,Se) por coevaporación o selenización 	
	Fotoelectroquímica		11 %	Fácil fabricación a partir de TiO ₂ , electrolito de Yodo, colorante y TCO y ZnO. Se produce en rollos (0.5 μm vs 150 μm del Si)	<ul style="list-style-type: none"> -Flexible -En 5 años, de 10 a 21 % de eficiencia (en lab.) -Coste muy bajo (0.4 \$/Wp en laboratorio)
III	Pluto Cell		16 – 22 %	Consiste en la combinación de diferentes tecnologías (a-Si, CdTe, monocristalino, etc), usando capas muy finas de cada una	-Alta eficiencia
	IBC Cell				-Amplio espectro de radiación solar (UV, IR, luz)
	HIT Cell				-Actividad nocturna

Tabla 7: Comparación de células fotovoltaicas.

Como se ha comentado antes, el silicio es el material más empleado en la fabricación de células fotovoltaicas, y es que se trata del segundo elemento más abundante en la tierra después del oxígeno, lo cual abarata su coste.

Las células más empleadas, de silicio monocristalino, presentan una estructura como la siguiente:

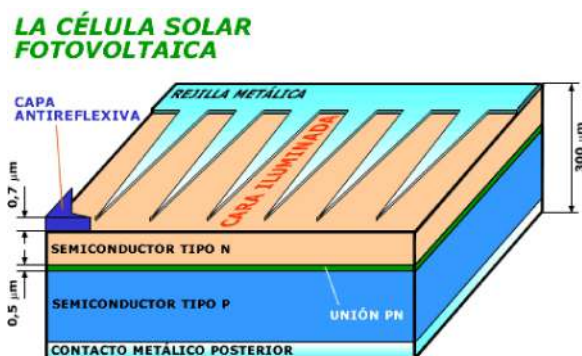


Figura 34: Distribución y dimensiones de las capas de una célula fotovoltaica. Fuente: Universidad de Jaén (s.a.).

Puede observarse en la imagen (Figura 34) las distintas capas de las que se componen estas células y ver cuáles son sus espesores. La primera capa sería la antirreflexiva, cuya función es la de absorber la máxima radiación posible (el Si es un material muy brillante que podría reflejar hasta el 30% de la radiación incidente). Después estaría una fina rejilla metálica embebida en el semiconductor tipo N, y que conectada al contacto metálico posterior permitirá el flujo de corriente hacia la carga. Seguidamente vendría el semiconductor tipo P, propiciando la zona intermedia de unión p-n.

Por último añadir que para dar resistencia mecánica a la célula y protegerla de la lluvia y de posibles impactos, por encima de la capa antirreflexiva se coloca un cristal transparente.

8.3.2 Módulos fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico (también denominado placa o panel) es un conjunto de células fotovoltaicas conectadas en serie y en paralelo para obtener unos valores de tensión y corriente deseados, y recubiertas de diferentes capas de materiales que protegen y dan resistencia mecánica al conjunto.

Conectando las células en serie, lo que se consigue es aumentar la tensión del módulo manteniendo la corriente constante, mientras que si la conexión se hace en paralelo ocurrirá al revés; la tensión será constante y lo que aumentará será la corriente. Lo normal, y lo que hacen la mayoría de fabricantes, es conectar todas las células en serie (Figura 35).

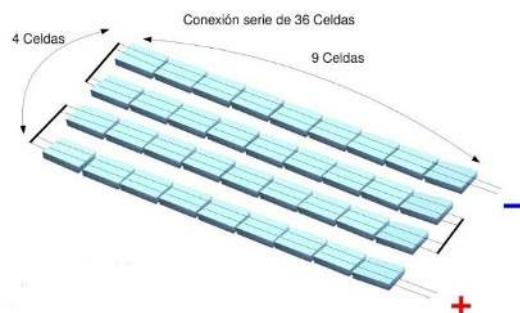


Figura 35: Conexión de células en serie dentro de un panel fotovoltaico. Fuente: WEER (s.a.).

Cuando se dispone de una única celda, la carga se conecta entre los dos contactos metálicos de la misma (entre el positivo y el negativo), pero cuando se tienen varias células, lo que se hace es conectar el negativo de una célula con el positivo de la célula siguiente (Figura 36), y así sucesivamente hasta llegar de nuevo a la carga.

Los materiales y partes que componen un panel solar son muy diversos porque cada uno cumple una función diferente (Figuras 36 y 37):

- Marco metálico y junta de sellado: el marco, normalmente de aluminio por su resistencia a la corrosión, da rigidez y resistencia mecánica al panel y permite su anclaje al suelo o a una estructura auxiliar. La junta de sellado suele ser polimérica y fija el módulo al marco metálico.
- Cubierta de vidrio: da resistencia mecánica al conjunto y protege las células de la lluvia y de posibles impactos. Debe ser transparente, anti-reflejante y tener buena resistencia térmica.
- Encapsulado: suelen ser de Etil-Vinilo-Acetato (EVA) o silicona. Recubren las células solares tanto por su parte superior como por la inferior y las protegen de la humedad y el aire.
- Cubierta posterior: es una lámina, normalmente de Fluoruro de Polivinilo (también conocido como "Tedlar"), que actúa como aislante eléctrico y protege de la radiación UV.
- Caja de conexiones: caja de plástico dentro de la cual se encuentran el diodo de protección, que es un elemento de seguridad que impide que la corriente circule en sentido contrario, y los diodos de paso (o bypass), que son diodos que puentean las conexiones de las células para que en caso de sombras la corriente pueda seguir circulando y no dejar inutilizado todo el panel. Debe ser estanca. Es la salida hacia la batería o el inversor.

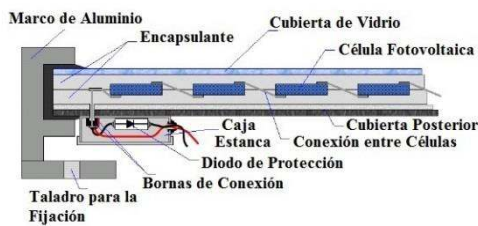


Figura 36: Capas de un módulo fotovoltaico y conexión de células solares. Fuente: Ingemecánica (s.a.).

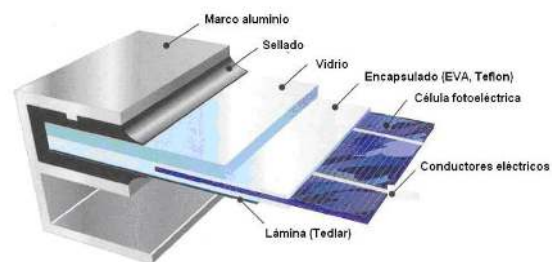


Figura 37: Materiales de un módulo fotovoltaico. Fuente: SunFields Europe (s.a.).

Por otro lado, los módulos fotovoltaicos tienen una serie de parámetros eléctricos principales que son:

- Potencia máxima o Potencia pico ($P_{M,MOD}$): es la potencia máxima que puede suministrar el módulo, y se mide en vatios (W) o vatios-pico (Wp).
- Tensión de máxima potencia ($V_{M,MOD}$): es la tensión del módulo en el punto de máxima potencia y se mide en voltios (V).
- Corriente en el punto de máxima potencia ($I_{M,MOD}$): es la corriente del módulo en el punto de máxima potencia y se mide en amperios (A).
- Tensión de circuito abierto ($V_{OC,MOD}$): es el valor máximo de tensión que puede soportar el módulo y corresponde a la tensión que se alcanzaría si se dejara el circuito abierto sin cargas ($I=0$). Como cualquier tensión, se mide en V.
- Corriente de cortocircuito ($I_{SC,MOD}$): es el valor máximo de corriente que puede soportar el módulo y corresponde a la corriente que se alcanzaría si se cortocircuitaran los terminales del mismo ($V=0$). Como cualquier corriente, se mide en A.
- Tensión nominal ($V_{N,MOD}$): es la tensión de trabajo normal del módulo, y también se mide en V.

Estos parámetros eléctricos, que el fabricante siempre proporcionará en la ficha técnica del módulo, están medidos bajo unas determinadas condiciones ambientales denominadas STC:

- Irradiancia solar: 1000 W/m².
- Temperatura de célula: 25°C.
- Masa de aire espectral: 1.5 AM.
- Incidencia normal.

Fuera de estas condiciones climatológicas, los valores de tensiones y corrientes (y en consecuencia potencias) que proporcione el panel serán diferentes a los valores máximos y nominales. Por este motivo, el fabricante añade en la hoja de características técnicas (eléctricas, físicas y constructivas) una serie de curvas en las que poder observar cómo varían dichos parámetros según la temperatura y el grado de irradiancia. Lo normal es que haya dos curvas: una en la que aparece la potencia en función de la tensión (y de la corriente), a diferentes valores de irradiancia (Figura 36), y otra de corriente en función de la tensión, a diferentes temperaturas (Figura 37).

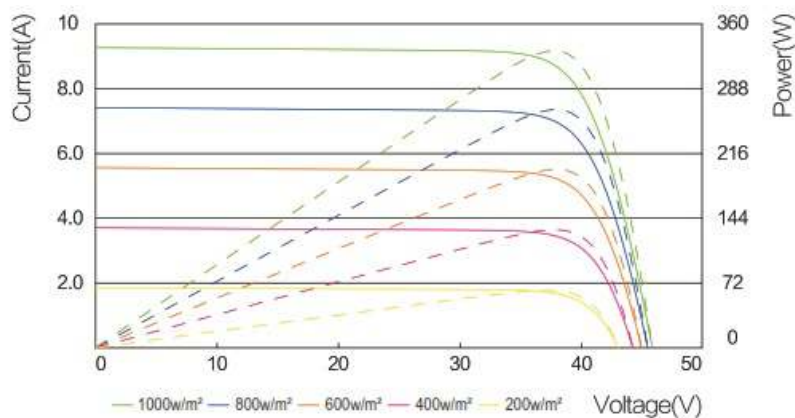


Figura 38: Curvas P-V para diferentes valores de irradiancia. Fuente: Talesun.

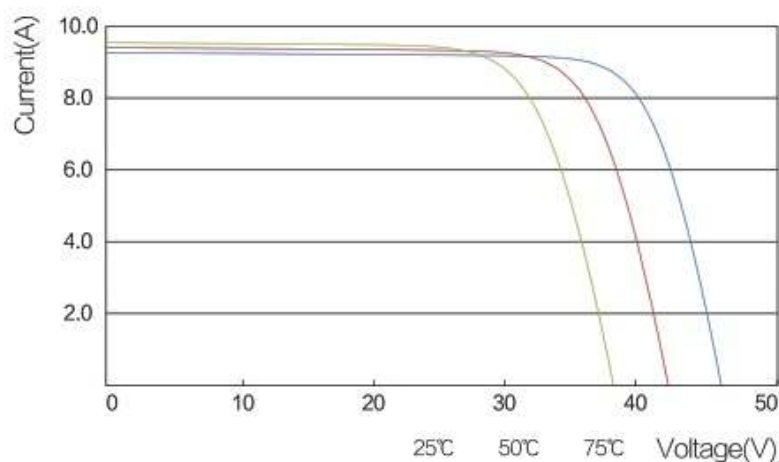


Figura 39: Curvas I-V para diferentes temperaturas. Fuente: Talesun.

Certificados Energéticos (2015); Colaboradores de Wikipedia (2019); Energía Solar (2016); Energías Renovables (2014); Ibáñez (s.a.); Ingemecánica (s.a.); Placas Solares Fotovoltaicas (2018); Sánchez (s.a.); SunFields Europe (s.a.); Técnica Industrial (2016); WEER (s.a.).

8.4 Estructura soporte

La estructura soporte es el elemento sobre el cual se colocan los paneles solares, y el cual asegurará la correcta sujeción de los módulos así como una orientación e inclinación adecuadas para asegurar el máximo aprovechamiento de la radiación solar.

Los módulos fotovoltaicos se pueden colocar básicamente de dos maneras:

- Sobre una estructura soporte, en una superficie horizontal o inclinada, fija o móvil (Figura 38).



Figura 40: Estructura fija y estructura móvil. Fuente: Sumiseran S.L. (s.a.).

- Integrada arquitectónicamente, formando parte de una cubierta/tejado o de un cerramiento (Figura 39).



Figura 41: Ejemplos de integración arquitectónica de módulos solares. Fuente: Sánchez (s.a.).

Normalmente se fabrican con aceros galvanizados y aceros inoxidable, por su bajo coste. Pero en ocasiones, a pesar de ser más caro, se utiliza aluminio por tratarse de un material ligero con buena resistencia mecánica y que sufre poco ante la humedad del ambiente. En definitiva, la elección de un material u otro dependerá de las condiciones de humedad que haya en la zona en la que se vayan a instalar los paneles y del presupuesto disponible.

Otra de las funciones de este tipo de estructuras es la de resistir frente a agentes externos como el viento o la nieve. El viento puede llegar a ejercer presiones muy grandes sobre la estructura y poner en riesgo la estabilidad de la misma. Por su fuerza y por su presencia en cualquier parte, es el agente externo más importante a tener en cuenta. En zonas con una media considerable de precipitaciones en forma de nieve, este factor debe tenerse en cuenta porque la nieve puede suponer un exceso de

carga para el que el módulo no esté preparado. Además la nieve puede ocultar el panel y provocar la pérdida de absorción de radiación. Gracias a la propia altura que tiene la estructura, este problema se vería reducido por conseguir que los paneles estén a varios centímetros de la superficie (esta altura es mayor en estructuras de suelo que en estructuras de cubierta).

Hay dos tipos de estructuras soporte: estructuras fijas y estructuras móviles.

- Estructuras fijas:

Son aquellas que una vez instaladas no modificaran nunca ni su inclinación ni su orientación. Lo normal es que estas se coloquen sobre la superficie del suelo o sobre la cubierta de un edificio, pero como se ha visto anteriormente, también se pueden colocar integradas en un edificio no solo para servir de apoyo a los módulos solares sino también para cumplir una función arquitectónica. La orientación óptima (en el hemisferio norte), es la orientación sur, y la inclinación óptima suele ser la de la latitud del lugar o muy próxima a esta. Así es cómo mejor se aprovecharía la energía del sol (mayor producción de energía), pero en ocasiones, con el fin de abaratar costes, se opta por adaptar el proyecto de instalación a la orientación e inclinación que ya posee el edificio.

- Estructuras móviles:

Son las que mejor aprovechan la radiación solar, pues su funcionamiento se basa en seguir la trayectoria del sol para que sus rayos incidan sobre el panel fotovoltaico con la mayor perpendicularidad posible y así obtener la máxima cantidad de energía posible. Por ello también se les denomina seguidores solares.

Las instalaciones que cuentan con este tipo de estructuras son más extensas (m²) porque estas son, por lo general, más altas y por tanto producen más sombra (necesario aplicar *backtracking*). No obstante, también hay estructuras móviles que se pueden instalar en el suelo.

Pero el principal inconveniente que presenta este tipo de soportes es su elevado mantenimiento: al mantenimiento normal de cualquier módulo fotovoltaico (limpieza, revisión de roturas y puntos calientes, etc.) hay que sumarle el mantenimiento de todas las partes móviles (motores, mecanismos neumáticos, engranajes, etc.), y de los mecanismos electrónicos de seguimiento.

Los seguidores solares se clasifican en:

- Seguidor de un eje:

El seguimiento al sol es en un solo eje, y por tanto no será posible lograr una incidencia totalmente perpendicular sobre los módulos. Los hay de dos tipos: de eje vertical o de eje horizontal. En el de eje vertical, la inclinación de los módulos sería constante y lo que iría variando sería la orientación acimutal, mientras que con un eje horizontal la orientación acimutal permanece fija (normalmente norte-sur) y lo que varía es la inclinación de los módulos.

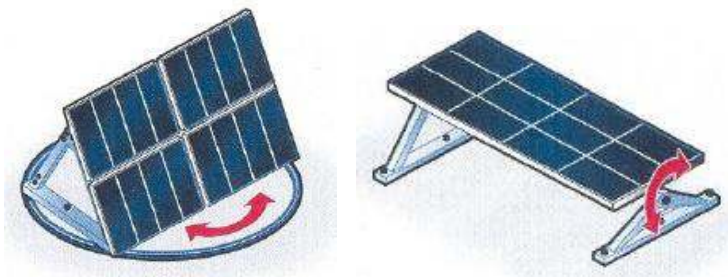


Figura 42: Seguidores solares móviles a un eje (vertical y horizontal). Fuente: Turrillas (2014).

- Seguidor de dos ejes:

Estos seguidores consiguen hacer un seguimiento total de la trayectoria del sol, por lo que permiten obtener el máximo rendimiento de los paneles solares. Cuentan con dos mecanismos, uno vertical y otro horizontal, que aseguran que los rayos del sol incidan todo el tiempo perpendicularmente a la superficie de los módulos. Hay varios tipos de seguidores a dos ejes, pero es más normal es el de columna vertical con los dos mecanismos en el mismo punto.



Figura 43: Seguidor solar móvil a dos ejes. Fuente: Turrillas (2014).

Ibáñez (s.a.); Sánchez (s.a.); Sumiseran S.L. (s.a.); Turrillas (2014).

8.5 Inversores

Un inversor, en electrónica de potencia, es un dispositivo electrónico que convierte la energía continua (tensión y corriente en DC) en energía alterna (tensión y corriente en AC).

Para ello (considerando un inversor monofásico) utiliza un circuito de cuatro transistores (MOSFET o IGBT) que transforman la tensión continua en una onda cuadrada mediante la alternancia del paso de corriente entre unos transistores y otros (control por circuitería lógica); a este método se le conoce como modulación PWM (Pulse Width Modulation) y permite obtener después una componente principal senoidal mucho más grande que las armónicas superiores. Lo bueno que tienen este tipo de ondas es que son fáciles de filtrar. Seguidamente se enlaza con un circuito de filtrado, compuesto por impedancias inductivas y capacitivas, que transforman la onda cuadrada en una onda senoidal. Finalmente la tensión llega a un transformador que termina de suavizar al onda senoidal para hacerla más adaptable a la carga de AC (red interior o red de distribución). Este transformador eleva o disminuye la tensión para adecuarlas a las necesidades de la red.

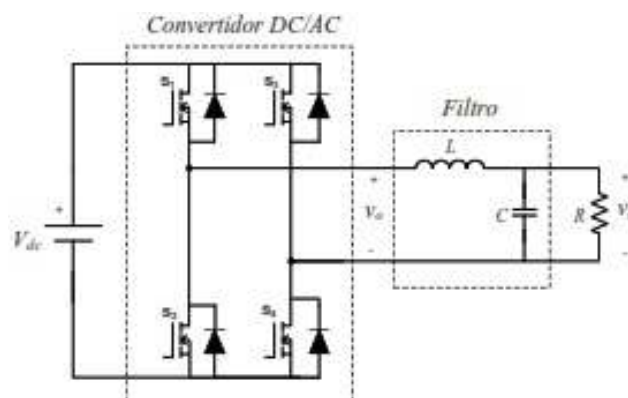


Figura 44: Inversor monofásico de electrónica de potencia (convertidor más filtro). Fuente: Ibáñez (s.a.).

Los inversores de energía solar fotovoltaica, aparte de incluir el convertidor DC/AC, los filtros y el transformador, pueden contener un regulador de carga de baterías, un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) y otras funciones (protecciones, dispalys, microcontroladores, etc). Tanto el regulador de carga como el MPPT, son elementos que pueden estar fuera del inversor, o dentro (uno de ellos o ambos).

El objetivo de estos inversores es transformar la tensión continua que generan los paneles solares en tensión alterna (230 V y 50 Hz en España); en el caso de que haya cargas que trabajen con corriente continua y que la instalación sea de tipo autoconsumo sin excedentes (ver punto 8.6 de la Memoria Descriptiva), estas podrían alimentarse sin necesidad de pasar por el inversor (se conectarían a las baterías o al regulador de carga directamente). No obstante, a no ser que se trate de una casa especialmente diseñada para un entorno rural apartado, lo normal es que tanto viviendas como industrias trabajen con corriente alterna (hasta los aparatos más pequeños como portátiles y móviles, que realmente trabajan con DC, cuentan con “cargadores”, que no son otra cosa que un convertidor AC/DC y un pequeño transformador, y por tanto no están adaptados para ser cargados directamente con DC). Por ello es necesario el uso del inversor.

El MPPT es un dispositivo que se encarga de hacer que el módulo trabaje, para las condiciones ambientales de temperatura e irradiancia del momento, en el punto de máxima potencia de su curva de funcionamiento (ver Figura 36).

Volviendo a los inversores, estos se pueden clasificar de varias maneras:

- Según el número de fases:
 - Monofásicos: se utilizan para instalaciones de baja potencia, de hasta 8 – 10 kW como mucho. Son los usados en las instalaciones fotovoltaicas domésticas y de pequeños negocios.
 - Trifásicos: permiten trabajar a potencias mayores, desde los 8 hasta los 500 KW. Se utilizan en medianas y grandes instalaciones.
- Según el tipo de conexión:
 - Autónomos: son los inversores que se utilizan para alimentar las cargas de alterna en zonas aisladas sin acceso a red eléctrica general. También sirven para cargar baterías que darán respaldo energético por la noche o en días de poca radiación. Al no haber conexión con la red eléctrica general, si las baterías están descargadas y los paneles no están recibiendo suficiente radiación, no habrá energía disponible alguna.

- Híbridos: son inversores que permiten hacer un uso directo de la energía producida por los módulos solares, así cómo aprovechar de la manera más eficiente la energía almacenadas en las baterías y la red eléctrica, todo ello según el modo de funcionamiento elegido. Por ejemplo, en modo aislado, el inversor híbrido solo tomará energía de la red cuando el panel no esté produciendo y las baterías estén descargadas; en modo “back up” el inversor toma energía de la red eléctrica siempre que esta esté disponible, manteniendo las baterías cargadas y usando su energía solo cuando la red caiga.
 - De conexión a red (o de autoconsumo): son inversores que permiten utilizar directamente la energía producida en el campo solar, bien para verterla a red (sistema de autoconsumo con excedentes) o bien para usarla en una red interior (vivienda o industria/negocio). En caso de declarar la instalación de tipo autoconsumo sin excedentes habrá que instalar un sistema de inyección 0. Estos inversores también permiten tomar energía de la red cuando los paneles solares no produzcan la energía suficiente, pues estos son sistemas que no cuentan con baterías de respaldo.
- Según el tipo de onda:
- De onda cuadrada: son los más baratos del mercado y funcionan especialmente bien con cargas resistivas. No obstante, son los que peor rendimiento presentan. Se utilizan para equipos pequeños.
 - De onda modificada: funcionan con cualquier tipo de carga, pero es verdad que es caso de tratarse de cargas inductivas pueden generar un poco de ruido (menos eficientes). Su rendimiento es mejor que el de los de onda cuadrada, pero también son más caros. Se emplean en electrodomésticos como televisores y radiadores y en iluminación.
 - De onda pura: al tratarse de una onda senoidal pura, trabajan estupendamente con cualquier tipo de carga, pues imitan a la perfección las características de la red eléctrica general (apenas hay armónicos). Son los más caros y de mayor tamaño, pero también los de mejor rendimiento (>90%). Son usados en televisores y equipos de sonido por no producir interferencias o ruido alguno, y en motores eléctricos y cargas de gran potencia.

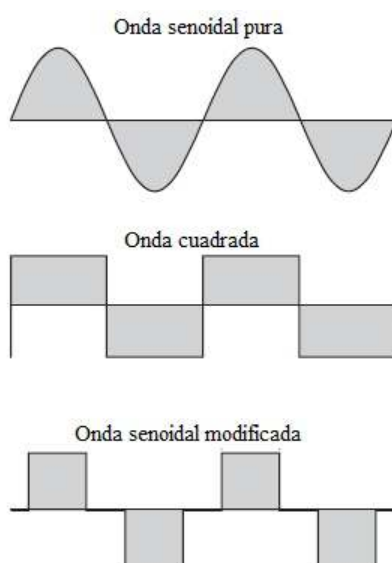


Figura 45: Tipos de onda de los inversores. Fuente: Mppt Solar (s.a.).

➤ Según la configuración del sistema fotovoltaico:

- Inversores centrales (Figura 42, a)): configuración en la que varias filas de paneles en serie se conectan en paralelo a un único inversor. Este tipo de configuración se emplea en grandes instalaciones (> 100 kWp) y tiene un coste bajo por kWh producido. Su principal inconveniente es que si el inversor falla, toda la instalación se queda fuera de servicio.
- Inversores *string* (Figura 42, b)): configuración en la que cada fila de módulos conectados en serie se conecta a un inversor de pequeña potencia. Es una configuración que suele emplearse en pequeñas instalaciones. Al haber un inversor por fila se reduce el cableado necesario para transportar DC, por lo que se reducen los problemas asociados a este y se ahorra dinero (en DC, más corriente que tensión, por tanto más sección, y por tanto mayor precio). Permiten una mayor modularidad (cada fila puede tener diferente número de paneles y con diferentes orientaciones) y anulan la posibilidad de que toda la instalación deje de funcionar por una avería en un inversor, pues dicha avería solo afectará a la fila a la que este esté conectada.
- Micro-inversores (Figura 12, c)): configuración en la que hay un pequeño inversor por cada panel (se elimina por completo el cableado de DC). Esto encarece mucho el precio, pero proporciona gran facilidad tanto a la hora de hacer la instalación como a la hora de ampliarla. Se emplea en instalaciones muy pequeñas. Además esta configuración consigue que todos los módulos trabajen en el punto de máxima potencia.

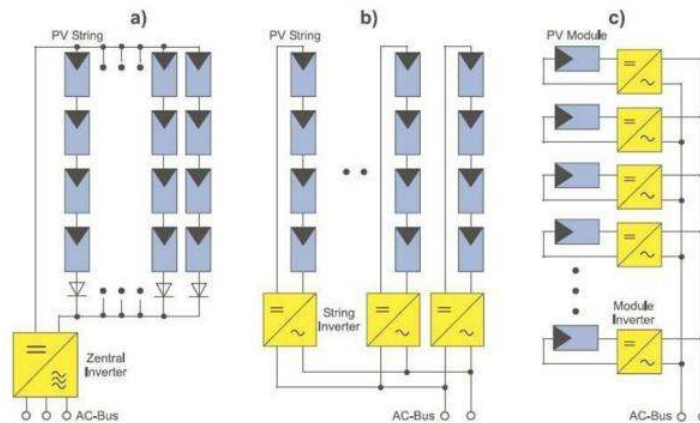


Figura 46: Configuraciones de sistemas fotovoltaicos. Fuente: Boileau (s.a.).

- Inversores *multi-string*: configuración en la que a un solo inversor se le conectan varios MPPT, cada uno de los cuales se conecta a una fila de paneles conectados en serie. De esta manera se consigue optimizar el punto de trabajo de cada string, y se permite la conexión de diferentes tipos de módulos. Al ser los MPPT independientes, se puede conectar a un inversor strings con diferentes orientaciones. En caso de que haya problemas de producción en un módulo, solo se verá afectado su string, pero no toda la instalación.

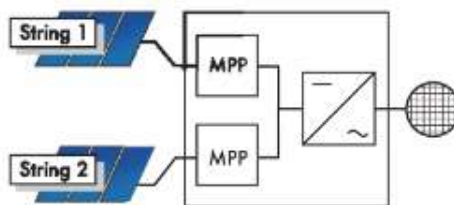


Figura 47: Configuración multi-string. Fuente: Ibáñez (s.a.).

Los parámetros eléctricos principales de un inversor, los cuales se han de tener en cuenta a la hora de su elección, son los siguientes:

- Tensión de entrada (DC), nominal y máxima, medida en voltios (V).
- Rango de tensiones (DC) del MPPT, medidas en voltios (V).
- Potencia de entrada, nominal y máxima, medida en kilovatios-pico (kWp).
- Corriente de entrada (DC) máxima, medida en amperios (A).
- Tensión nominal de red (AC) y frecuencia de red, medidas en voltios (V) y hercios (Hz) respectivamente.
- Potencia nominal de salida, medida en kilovatios (kW) o en kilovoltamperios (kVA).
- Corriente de salida (AC) máxima, medida en amperios (A).
- Factor de potencia (de 0 a 1).
- Distorsión armónica total (THD), dada en %.
- Rendimiento máximo y/o europeo.
- Grado de protección IP
- Protecciones contra: cortocircuitos en AC, tensiones y frecuencias fuera de rango, sobretensiones, sobrecalentamientos, y modo isla. Además es obligatoria la existencia de aislamiento galvánico entre el generador fotovoltaico y la red.

Para elegir un inversor adecuado, aparte de asegurarse de que cuenta con todas las protecciones mencionadas anteriormente, hay que mirar que la tensión que proporcione el generador fotovoltaico sea lo más próxima posible a la tensión nominal del inversor; de esta manera el inversor trabajará a su máximo rendimiento.

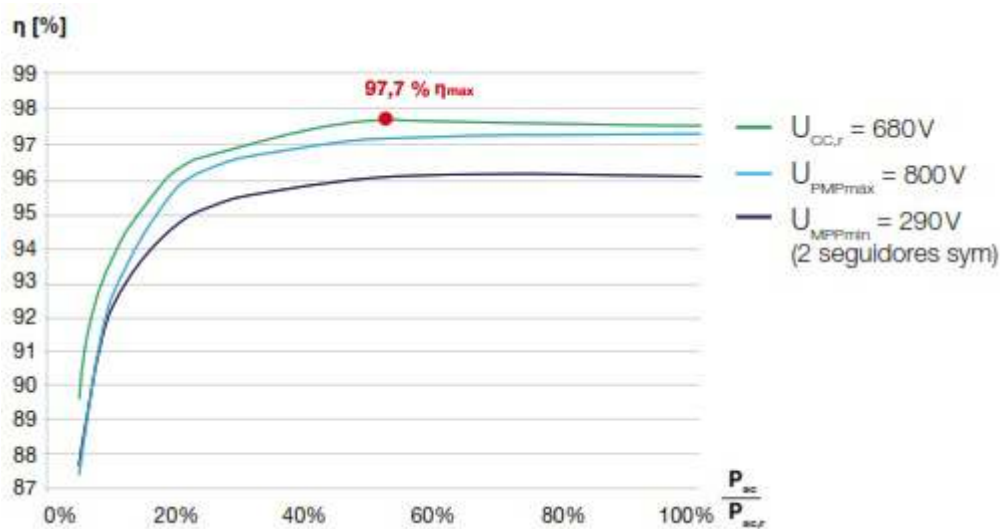


Figura 48: Rendimiento de un inversor en función de la tensión. Fuente: KOSTAL (s.a.)

Automa (2017); AutoSolar (s.a.); Colaboradores de Wikipedia (2018); Boileau (s.a.); Ibáñez (s.a.); Mppt Solar (s.a.).

8.6 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

En primera instancia, las instalaciones fotovoltaicas se clasifican en función del uso que se hace de la energía generada. De esta manera, por un lado están las instalaciones destinadas a autoconsumo, que pueden ser con o sin excedentes, y por el otro las instalaciones destinadas a la venta de energía.

8.6.1 Instalaciones de autoconsumo

Las instalaciones de autoconsumo son aquellas en las que la energía producida es consumida, total o parcialmente, en la red interior de los mismos propietarios de la instalación. Estas a su vez se clasifican en:

- Instalaciones de autoconsumo sin excedentes:
Este tipo de instalaciones se caracterizan por contar con un dispositivo que impide la inyección a red de la energía excedentaria. Tienen la opción de tomar energía de la red cuando la producción del sistema fotovoltaico sea nula o insuficiente.

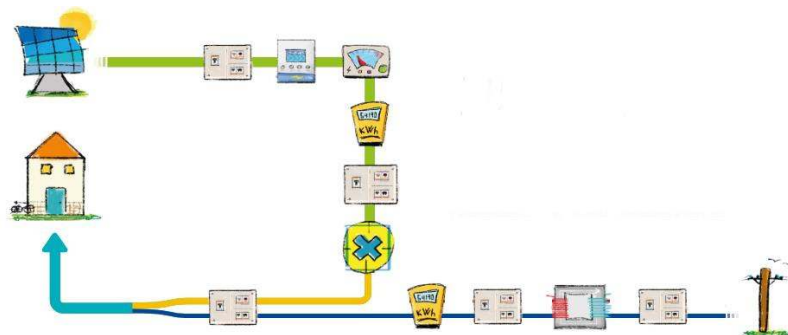


Figura 49. Instalación de autoconsumo sin excedentes (sin baterías). Fuente: Autoconsumo al detalle (s.a.).

Además existe la opción de contar con baterías que almacenen la energía excedentaria para ser usada por las noches o en momentos de baja producción. En momentos de escasa o nula producción y de agotamiento de la carga de las baterías, de nuevo se podrá recurrir a tomar energía de la red.

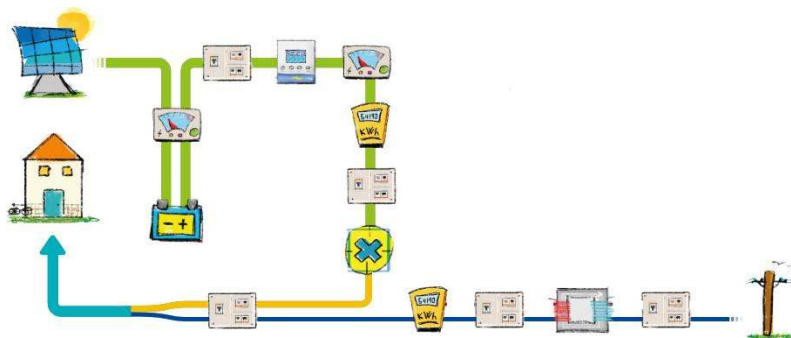


Figura 50: Instalación de autoconsumo sin excedentes (con baterías). Fuente: Autoconsumo al detalle (s.a.).

Cuando la instalación cuenta con baterías para almacenar los excedentes de producción y carece de posibilidad de tomar energía de la red (señales de tráfico, bombeo de agua, antenas, casas en entornos rurales, etc.), la instalación se denomina de tipo aislada.

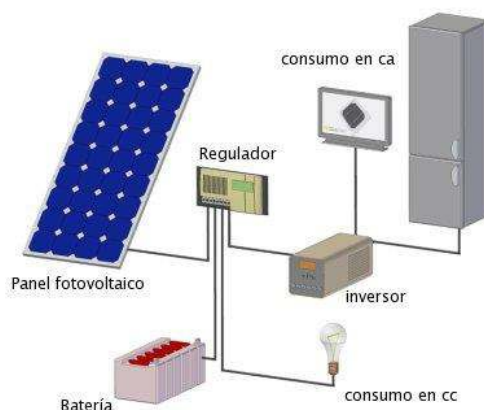


Figura 51: Instalación aislada de red. Fuente: Autoconsumamos (s.a.).

- Instalaciones de autoconsumo con excedentes:
Estas instalaciones de autoconsumo son como las de sin excedentes (pueden consumir energía de la red general en momentos de escasa o nula producción solar), pero además, en los momentos en los que la producción supere la demanda, el excedente de energía se podrá verter a la red general de transporte y distribución, y bien vender la energía a precio de pool (compensación no simplificada), o bien obtener una compensación económica en la factura del mes siguiente (compensación simplificada, por saldos).

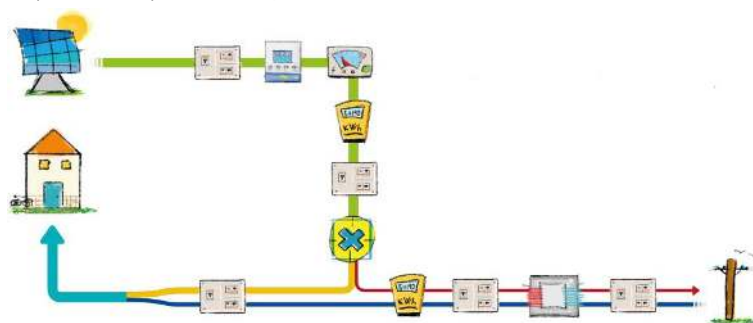


Figura 52: Instalación de autoconsumo con excedentes (sin batería). Fuente: Autoconsumo al detalle (s.a.).

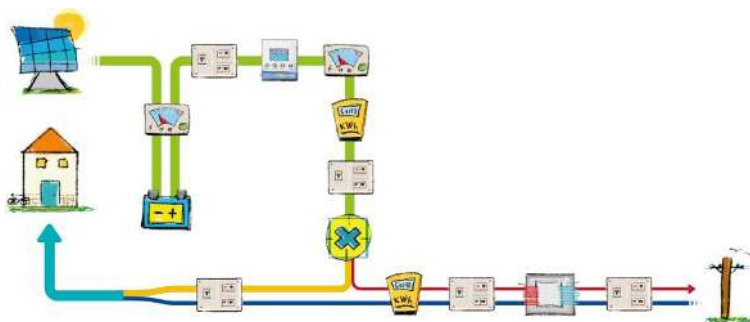


Figura 53: Instalación de autoconsumo con excedentes (con batería). Fuente: Autoconsumo al detalle (s.a.).

8.6.2 Instalaciones de venta de energía

El único objetivo de estas instalaciones es producir energía eléctrica para verterla directamente a la red y obtener un beneficio económico a cambio.

Para poder inyectar energía a la red, estas instalaciones cuentan con inversores y transformadores que permiten adaptar la energía producida a las condiciones de tensión, frecuencia y corriente de la red general de transporte y distribución.

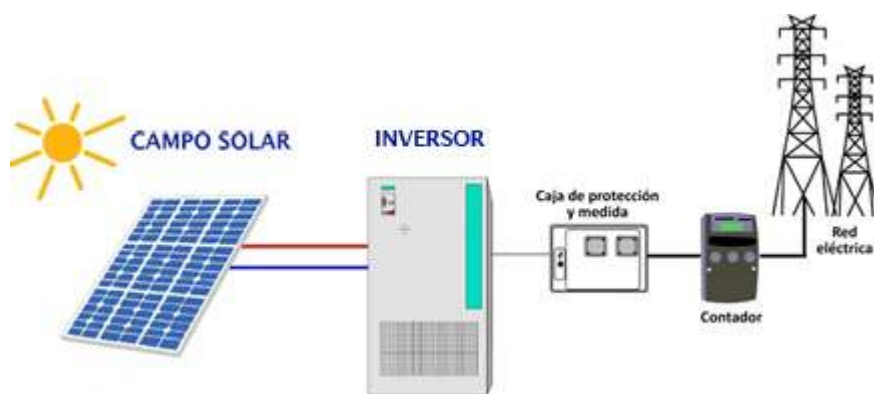


Figura 54: Instalación de venta de energía. Fuente: ChipSol (s.a.).

Autoconsumamos (s.a.); Autoconsumo al detalle (s.a.); ChipSol (s.a.);

CAPÍTULO 9. Análisis del consumo energético de la desaladora.

El objetivo de este capítulo es presentar y analizar la curva de carga anual (consumos) de la desaladora de Jávea, así como su tarifa eléctrica contratada, con el fin de ver cuál es la distribución de los consumos y los precios que se pagan por los mismos. Esto permitirá poder plantear alternativas sobre la producción solar fotovoltaica y dilucidar cuál podría ser el ahorro en la factura eléctrica. En concreto se analizarán los datos de consumo del año 2017.

En el *CAPÍTULO 4* ya se introdujeron los consumos medios de la planta desalinizadora, tanto de la zona de bombeo de *CAPTACIÓN* como de la zona de la propia *IDAM*.

Ahora se van explicar esos consumos identificando a dónde va a parar cada uno (área energética y etapa o partida concreta), y además se analizará el consumo anual de la planta mes a mes, mostrando una curva de consumo diario para un día medio de cada mes. Por último se va a presentar la tarifa eléctrica contratada, indicando las potencias contratadas en cada periodo y explicando las condiciones de pago y sus particularidades.

9.1 Consumo energético de la desalinizadora

Como se ha mencionado anteriormente, la desaladora divide su consumo en dos partes, a cada una de las cuales le corresponde un CUPS diferente. Una parte de estos consumos energéticos sería la correspondiente a la energía que consumen las bombas de captación de agua de mar y las bombas de vertido de salmuera diluida. La otra parte correspondería a la energía consumida en la *IDAM*, donde la energía se invierte en los equipos y bombas del propio proceso de desalinización (principalmente), y en iluminación, ofimática, climatización y otros equipos.

A continuación se muestran los datos de consumo eléctrico del año 2017 de la planta desalinizadora de Jávea:

Mes	Lm (kWh)			Días	Ldm,i (kWh)			Ldm,i (Wh)
	CAPTACIÓN	IDAM	TOTAL		CAPTACIÓN	IDAM	TOTAL	TOTAL
Enero	108.931	1.143.797	1.252.728	31	3.513,90	36.896,68	40.410,58	40.410.580,65
Febrero	31.133	346.587	377.720	28	1.111,89	12.378,11	13.490,00	13.490.000,00
Marzo	63.396	704.410	767.806	31	2.045,03	22.722,90	24.767,94	24.767.935,48
Abril	109.011	1.095.617	1.204.628	30	3.633,70	36.520,57	40.154,27	40.154.266,67
Mayo	100.938	1.025.457	1.126.395	31	3.256,06	33.079,26	36.335,32	36.335.322,58
Junio	121.331	1.225.365	1.346.696	30	4.044,37	40.845,50	44.889,87	44.889.866,67
Julio	161.059	1.635.263	1.796.322	31	5.195,45	52.750,42	57.945,87	57.945.870,97
Agosto	186.752	1.983.902	2.170.654	31	6.024,26	63.996,84	70.021,10	70.021.096,77
Septiembre	99.153	1.072.636	1.171.789	30	3.305,10	35.754,53	39.059,63	39.059.633,33
Octubre	50.112	566.346	616.458	31	1.616,52	18.269,23	19.885,74	19.885.741,94
Noviembre	60.963	685.649	746.612	30	2.032,10	22.854,97	24.887,07	24.887.066,67
Diciembre	73.438	807.432	880.870	31	2.368,97	26.046,19	28.415,16	28.415.161,29
Año	La (kWh)			Días	Lda (kWh)			Lda (Wh)
	CAPTACIÓN	IDAM	TOTAL		CAPTACIÓN	IDAM	TOTAL	TOTAL
TOTAL anual	1.166.217	12.292.461	13.458.678	365	3.195,12	33.677,98	36.873,09	36.873.090,41
Media mensual	97.184,75	1.024.371,75	1.121.556,50	30	3.239,49	34.145,73	37.385,22	37.385.216,67

Tabla 8: Consumo eléctrico de la desaladora de Jávea del año 2017.

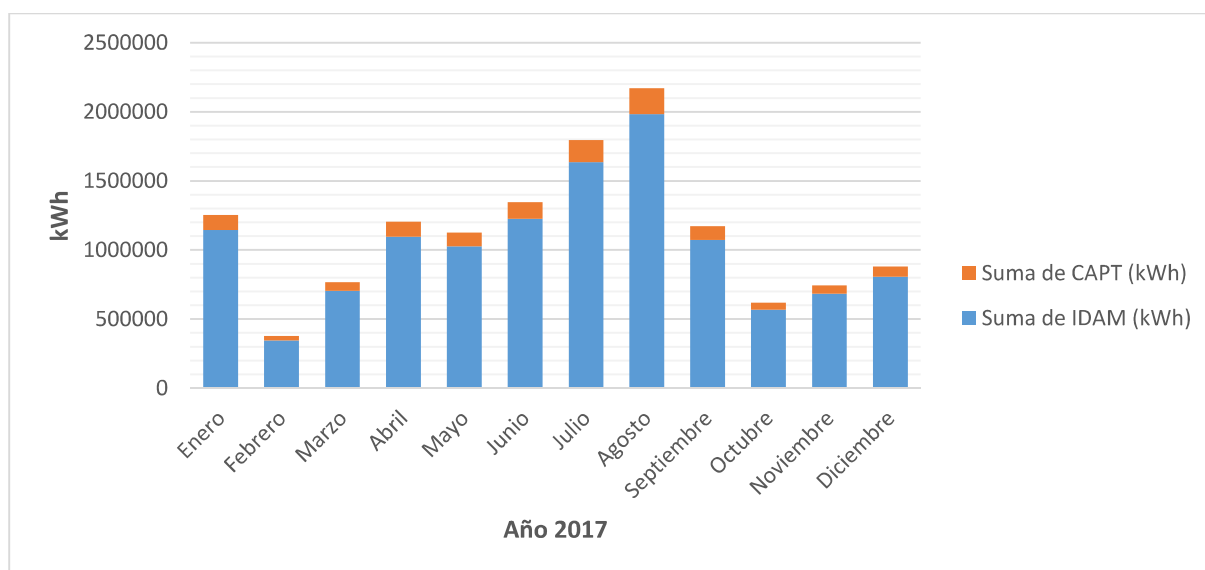


Figura 55: Consumo eléctrico mensual de la desaladora de Jávea del año 2017.

El consumo eléctrico anual de la planta en el año 2017 fue de 13.458,7 MWh, con un consumo mensual medio de 1.121,6 MWh (Tabla 8). No obstante, en la Figura 55 puede observarse claramente que el consumo no es constante, sino más bien estacional, variando mucho según el mes del año, siendo la variación máxima de consumo del orden de 1.750 MWh (entre Octubre y Agosto).

Según informa los gestores de la planta, los meses de Febrero y Octubre-Noviembre son los meses en los que se aprovecha para parar la producción de agua desalada y hacer operaciones de limpieza y mantenimiento.

Por otro lado, se puede apreciar que los meses de Julio y Agosto son los meses en los que más energía se consume. Esto se debe a que durante esos meses, la población de Jávea se ve aumentada considerablemente como consecuencia del turismo y de la ocupación de las segundas viviendas de la gente local. Como consecuencia, a la planta no le queda otra que trabajar a pleno rendimiento para poder abastecer de agua potable a toda la población, haciendo uso en esos momentos de sus cuatro bastidores de OI.

La información anterior, así como el resto de datos sobre consumo que aparecerán en este capítulo y en los dos siguientes, se ha podido obtener gracias a los datos de consumo horario facilitados por los administradores de la desaladora. Así, se disponen de 8760 datos de consumo para cada uno de los dos CUPS, los cuales vienen dados (a modo de resumen) de la siguiente manera:

	A	B	C	D	E
1	CUPS	Fecha y hora	Día	Mes	kWh
2	ES0021000010568733HT	01/01/2017 0:00	Domingo	Enero	318
3	ES0021000010568733HT	01/01/2017 1:00	Domingo	Enero	319
4	ES0021000010568733HT	01/01/2017 2:00	Domingo	Enero	319
5	ES0021000010568733HT	01/01/2017 3:00	Domingo	Enero	318
6	ES0021000010568733HT	01/01/2017 4:00	Domingo	Enero	319
7	ES0021000010568733HT	01/01/2017 5:00	Domingo	Enero	318

Figura 56: Presentación de los datos de consumo horario.

9.1.1 Evaluación de los usos de la energía

Tras analizar las instalaciones, sus equipos, y los sistemas y procesos de la planta que implican un consumo de energía eléctrica, se puede realizar una distribución energética de los 13.458.678 kWh.

El reparto de esos consumos se hará en base a la aplicación de los mismos, diferenciando tres “áreas energéticas”: proceso de desalinización, tecnologías horizontales y pérdidas por transformación. La distribución queda de la siguiente manera:

Consumo de las Áreas Energéticas		
Área Energética	Consumo anual (kWh)	Porcentaje
Proceso de Desalinización	12.920.331	96,0%
Tecnologías Horizontales	201.880	1,5%
Pérdidas por Transformación	336.467	2,5%

Tabla 9: Distribución del consumo eléctrico de la desaladora de Jávea por Áreas Energéticas (datos 2017).

Se constata aquí que casi la totalidad del consumo eléctrico está asociado al propio proceso de desalinización, con sus sistemas y equipos, tal y como se anticipó en punto 4.3 de esta memoria. El porcentaje de pérdidas por transformación es estimado en base a las características de la planta y a su régimen de trabajo. El 1,5% restante se asocia a los equipos de iluminación, ofimática, climatización y otros equipos.

En lo que al proceso de desalinización se refiere, el reparto entre sus diferentes etapas, de los 12.920.331 kWh que en él se consumen, sería el siguiente:

Consumo del Proceso de Desalinización por etapas	
Etapas	Consumo anual (kWh)
Captación de agua de mar	684.778
Bombeo de agua bruta	1.292.033
Filtración	25.841
Ósmosis inversa	9.070.072
Envío agua desalada	1.356.635
Vertido de salmuera	490.973

Tabla 10: Consumo del Proceso de Desalinización por etapas de la IDAM.

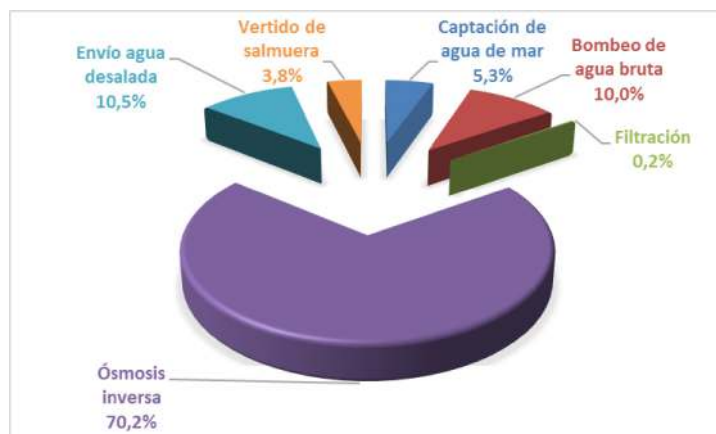


Figura 57: Reparto porcentual del consumo del Proceso de Desalinización por etapas de la IDAM.

Tal y como muestran los datos de la tabla y la figura anteriores, la etapa de Ósmosis inversa es, con mucha diferencia, la que más energía consume (9.070.072 kWh), representando el 70,2% de toda la energía invertida en el proceso de desalinización. Esto es debido, principalmente, a que es en esta etapa donde se encuentran las turbobombas, que son los equipos de mayor potencia de toda la planta.

Las siguientes etapas con mayor consumo son las de Envío de agua desalada y de Bombeo de agua bruta, que consumen 1.356.635 kWh (10,5%) y 1.292.033 kWh (10%), respectivamente.

Después estarían las etapas de Captación de agua de mar y de Vertido de salmuera, con unos consumos del mismo orden de magnitud (684.778 kWh y 490.973 kWh), que representan sobre el total, un 5,3% y un 3,8%, respectivamente.

Por último estaría la etapa de filtración, que apenas consume energía en comparación con los demás, y representa solo el 0,2% (25.841 kWh) del consumo eléctrico total del proceso principal de la IDAM.

En cuanto a las tecnologías horizontales, que es el área energética de menor consumo de la IDAM, con un consumo anual de 201.880 kWh, el reparto de la energía consumida sería el que sigue:

Consumo de las Tecnologías Horizontales	
Tecnología Horizontal	Consumo anual (kWh)
Iluminación	110.025
Climatización	16.352
Ofimática	55.517
Otros equipos	19.986

Tabla 11: Consumo de las Tecnologías Horizontales de la IDAM.

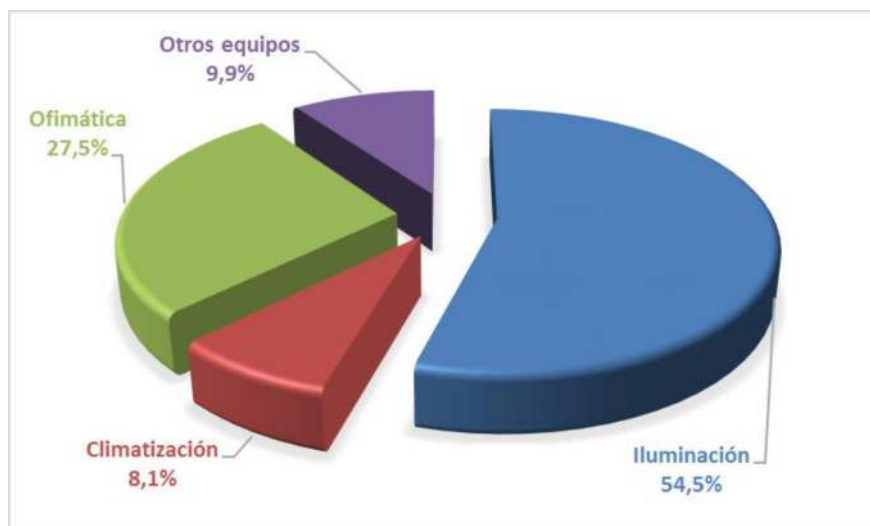


Figura 58: Reparto porcentual del consumo de las Tecnologías Horizontales de la IDAM.

Puede observarse, que en el caso de las tecnologías horizontales, la partida de Iluminación es la que mayor cantidad de kWh aglutina, con 110.025, y representa un 54,5% del total.

Yendo de mayor a menor consumo, después estaría la partida de ofimática, que incluye los ordenadores y pantallas, scanner, impresoras y fotocopiadoras de la planta. Esta partida consume 55.517 kWh, y representa el 27,5% del consumo de tecnologías horizontales.

Seguidamente estaría la partida de Otros equipos, dentro de la cual se incluye el instrumental de análisis del laboratorio, las herramientas eléctricas del taller, pequeños electrodomésticos (frigoríficos y máquinas de vending), y un termo eléctrico para ACS en un vestuario; Esta partida consume al año 19.986 kWh y representa el 9,9% del consumo total de la presente área energética.

Por último está la partida de Climatización, la cual cuenta con seis equipos situados en la primera planta del edificio principal. Estos equipos consumieron en 2017, 16.352 kWh (el 8,1% del total de su área energética).

9.1.2 Consumo energético mes a mes

Los objetivos de este apartado son analizar el consumo eléctrico de cada mes, ver la forma de la curva de carga e identificar el régimen de funcionamiento actual de la planta. De esta manera se conocerán perfectamente los períodos concretos de funcionamiento de la planta, y más adelante se podrá analizar cuáles son las alternativas para aprovechar la energía producida por la instalación solar.

Se va a mostrar, para cada mes, tanto la curva de carga del mes completo, como la de un día en específico, que podrá ser de entre semana o de fin de semana, o de ambos.

Enero

ENERO	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	108.931	3.513,90	431	2
IDAM	1.143.797	36.896,68	4.033	31
TOTAL	1.252.728	40.411	4.464	33

Tabla 12: Consumo eléctrico ENERO.

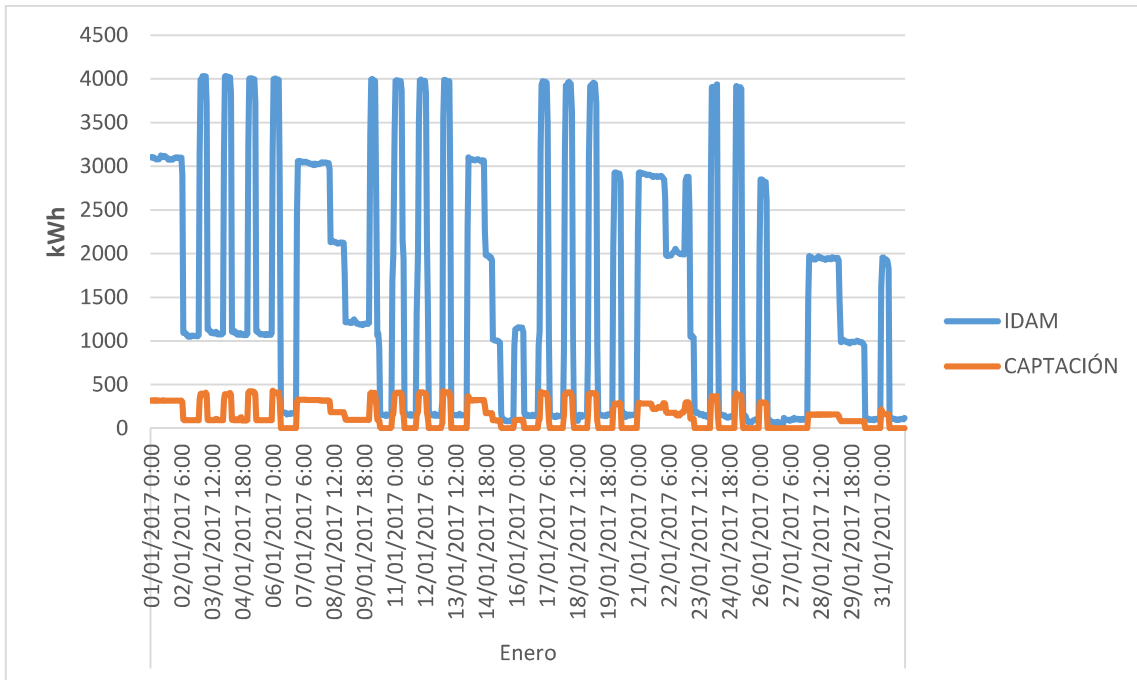


Figura 59: Curva de carga de ENERO.

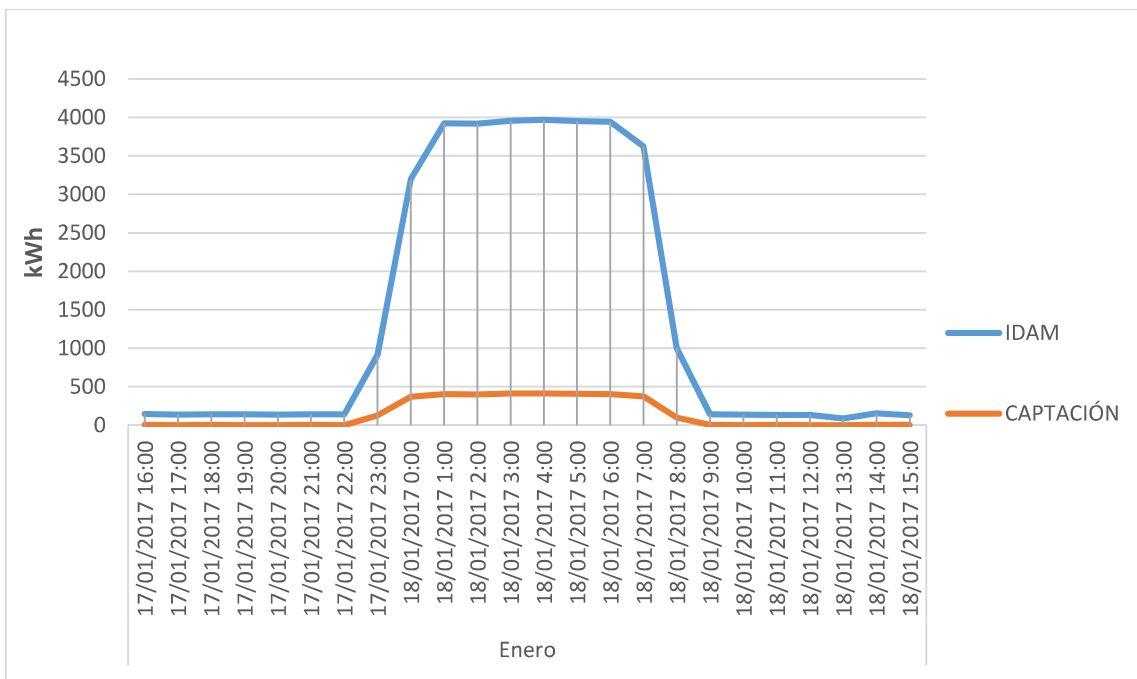


Figura 60: Curva de carga de un día de entre semana de ENERO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

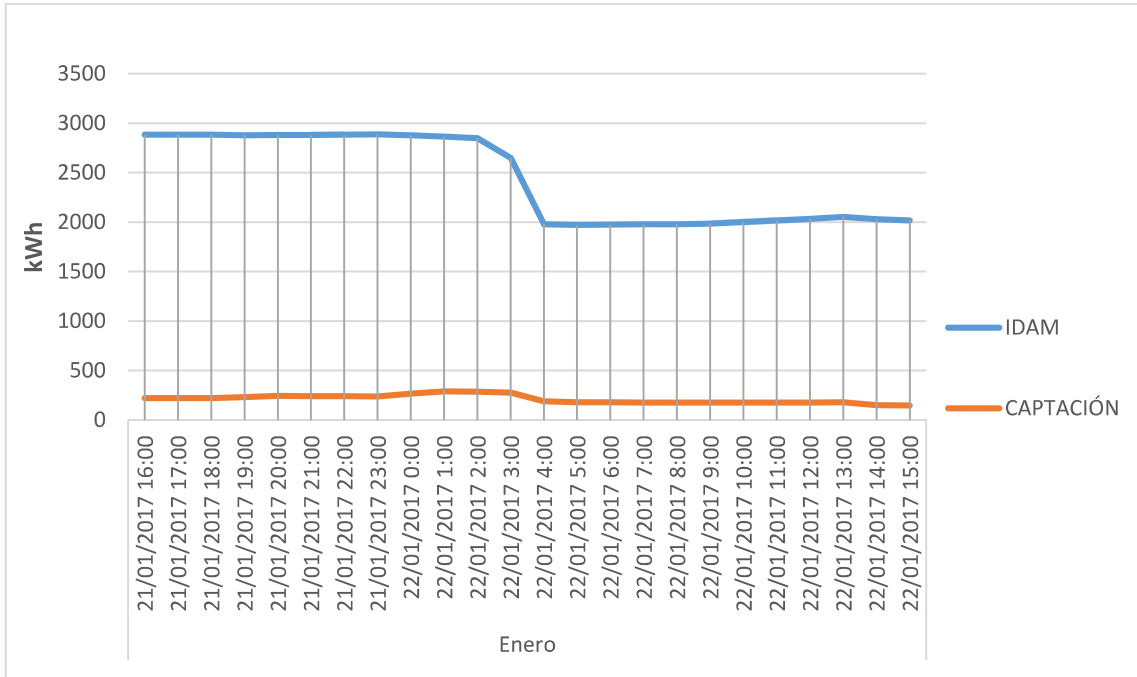


Figura 61: Curva de carga de un día de fin de semana de ENERO.

Febrero

FEBRERO	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	31.133	1.111,89	417	0
IDAM	346.587	12.378,11	4.040	2
TOTAL	377.720	13.490	4.457	2

Tabla 13: Consumo eléctrico FEBRERO.

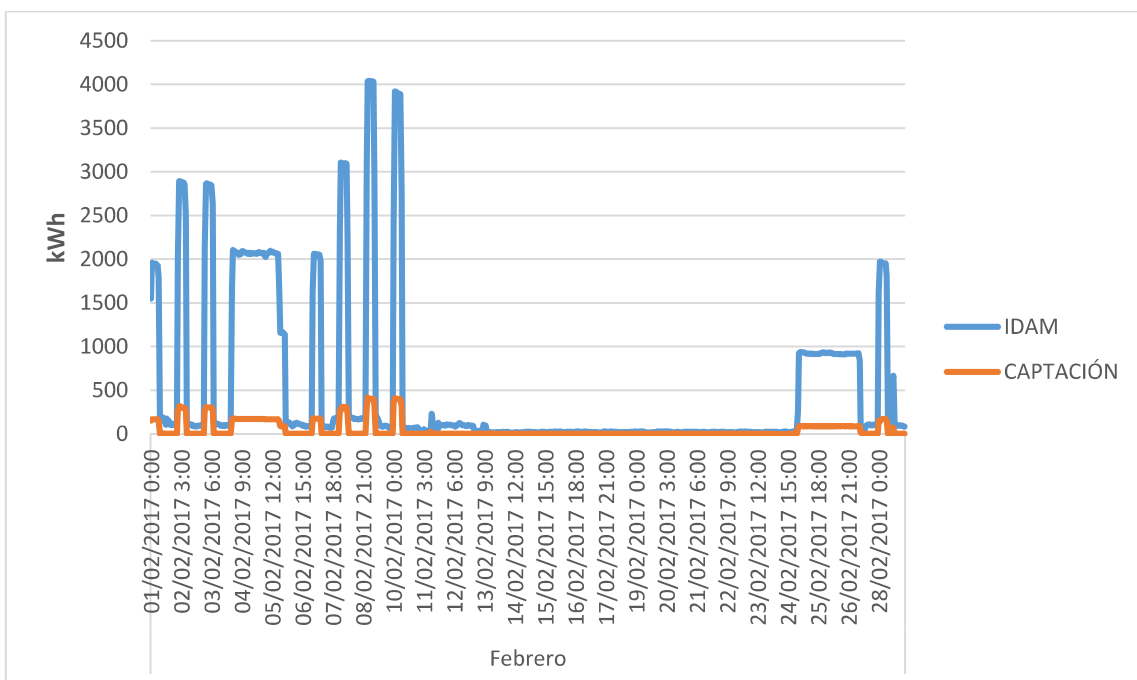


Figura 62: Curva de carga de FEBRERO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

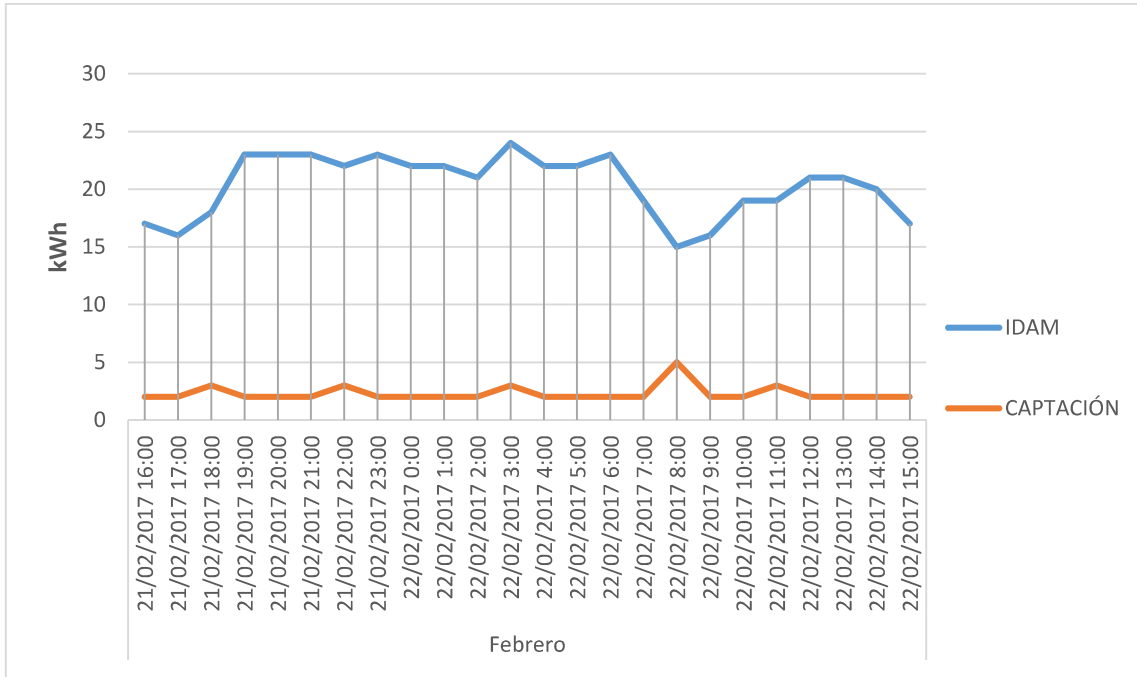


Figura 63: Curva de carga de un día de entre semana de FEBRERO.

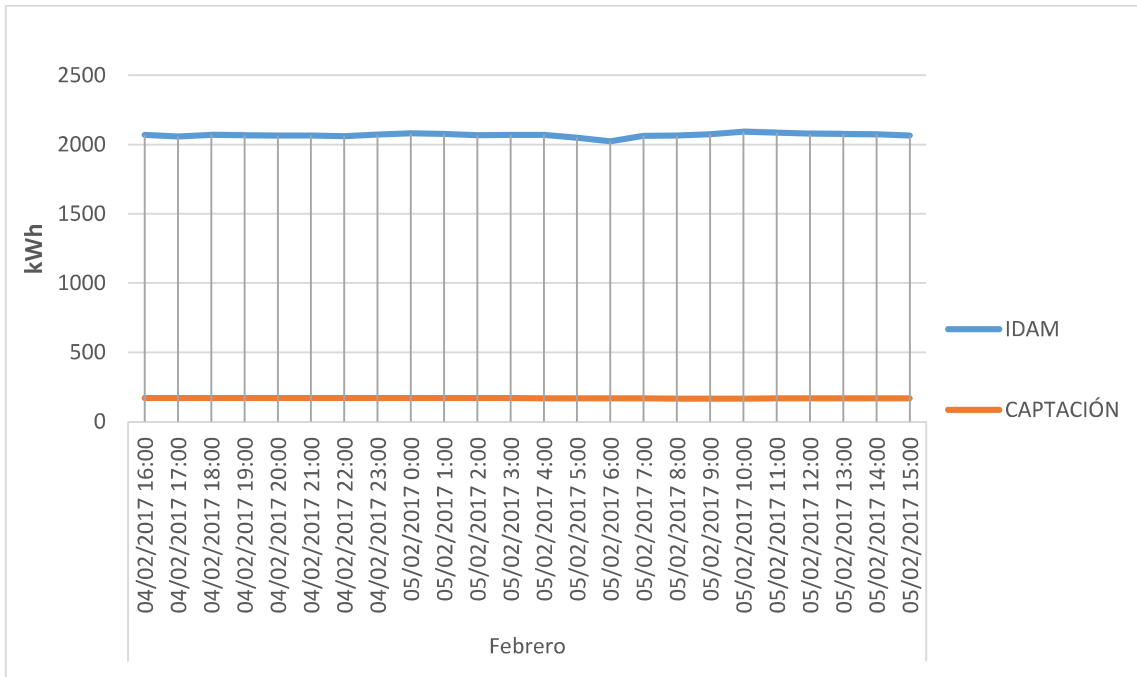


Figura 64: Curva de carga de un día de fin de semana de FEBRERO.

Marzo

MARZO	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	63.396	2.045,03	333	2
IDAM	704.410	22.722,90	3.014	53
TOTAL	767.806	24.768	3.347	55

Tabla 14: Consumo eléctrico MARZO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

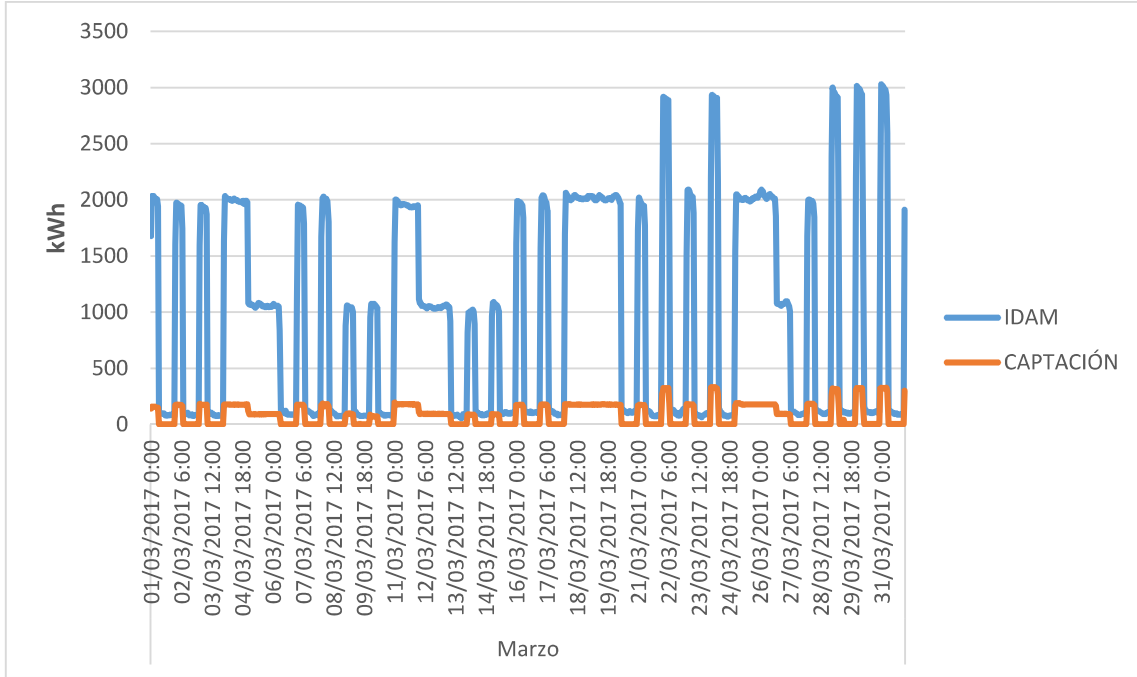


Figura 65: Curva de carga de MARZO.

Abril

ABRIL	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	109.011	3.633,70	444	1
IDAM	1.095.617	36.520,57	3.900	81
TOTAL	1.204.628	40.154	4.344	82

Tabla 15: Consumo eléctrico ABRIL.

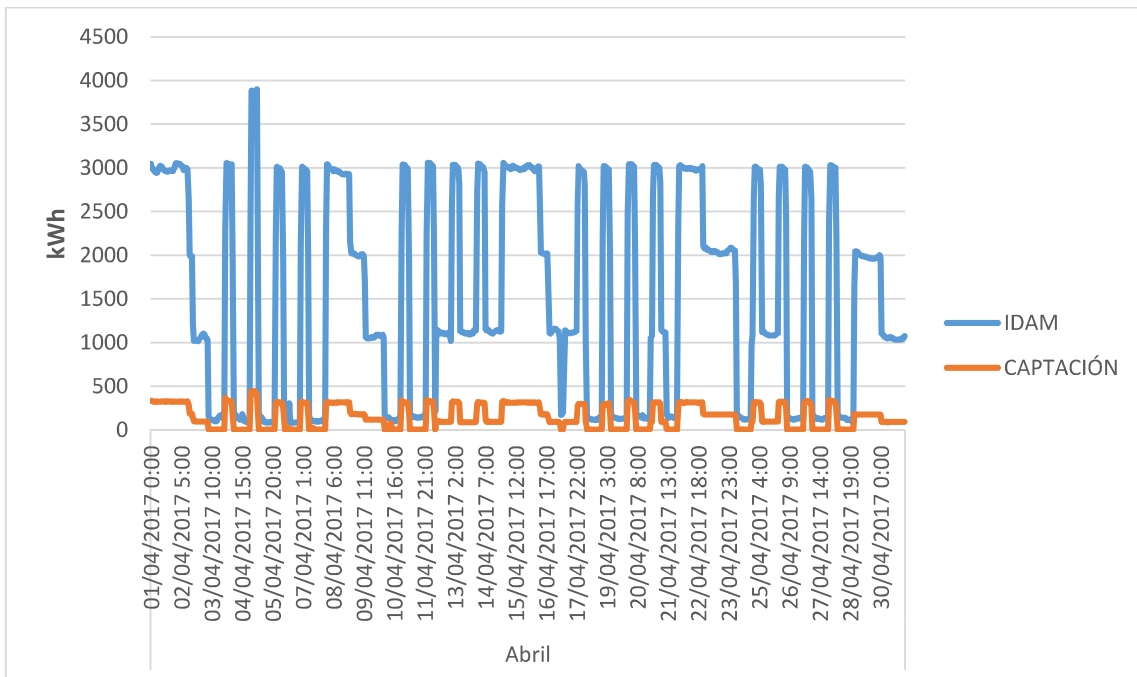


Figura 66: Curva de carga de ABRIL.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

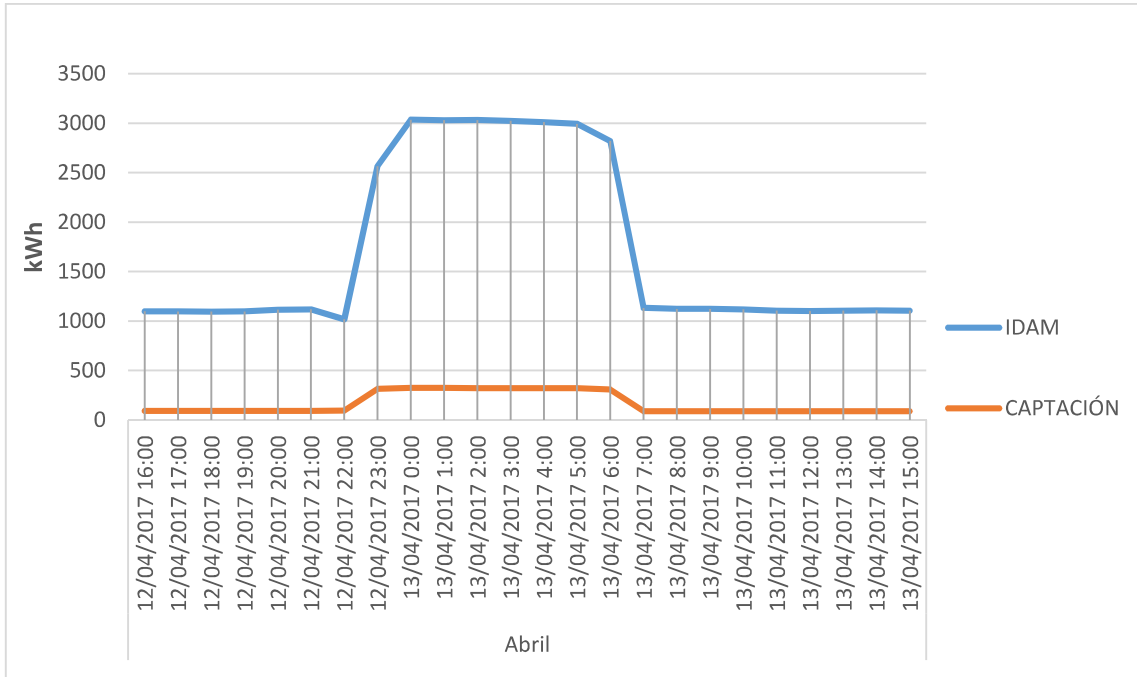


Figura 67: Curva de carga de un día de entre semana de ABRIL.

Mayo

MAYO	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	100.938	3.256,06	455	2
IDAM	1.025.457	33.079,26	3.995	70
TOTAL	1.126.395	36.335	4.450	72

Tabla 16: Consumo eléctrico MAYO.

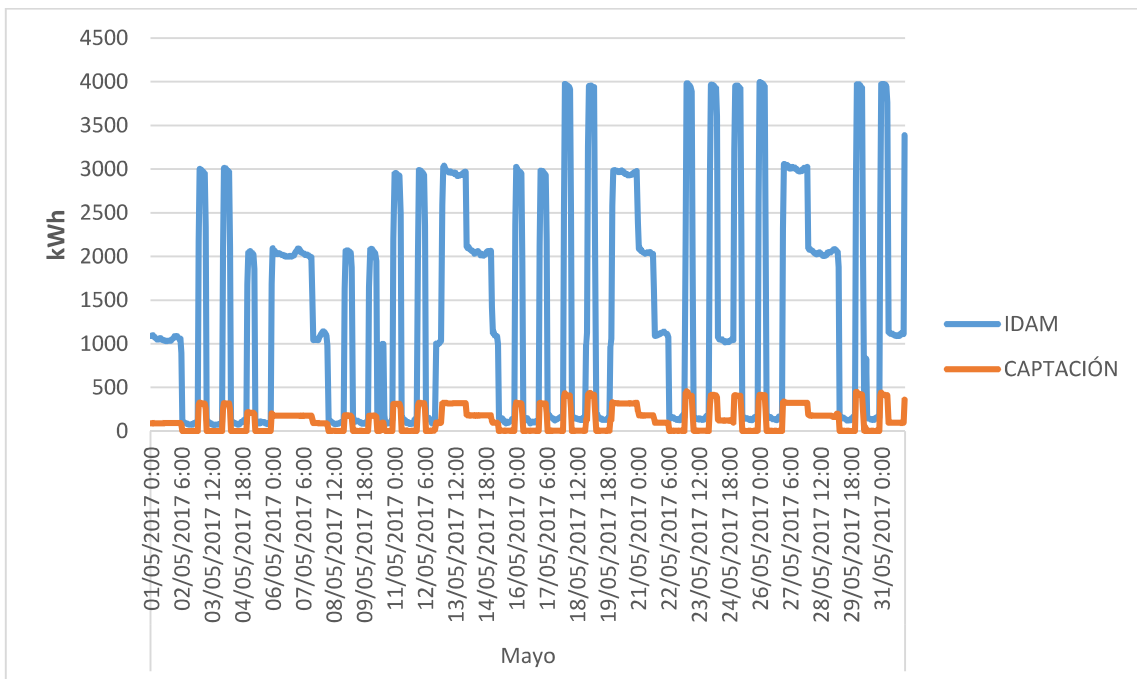


Figura 68: Curva de carga de MAYO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

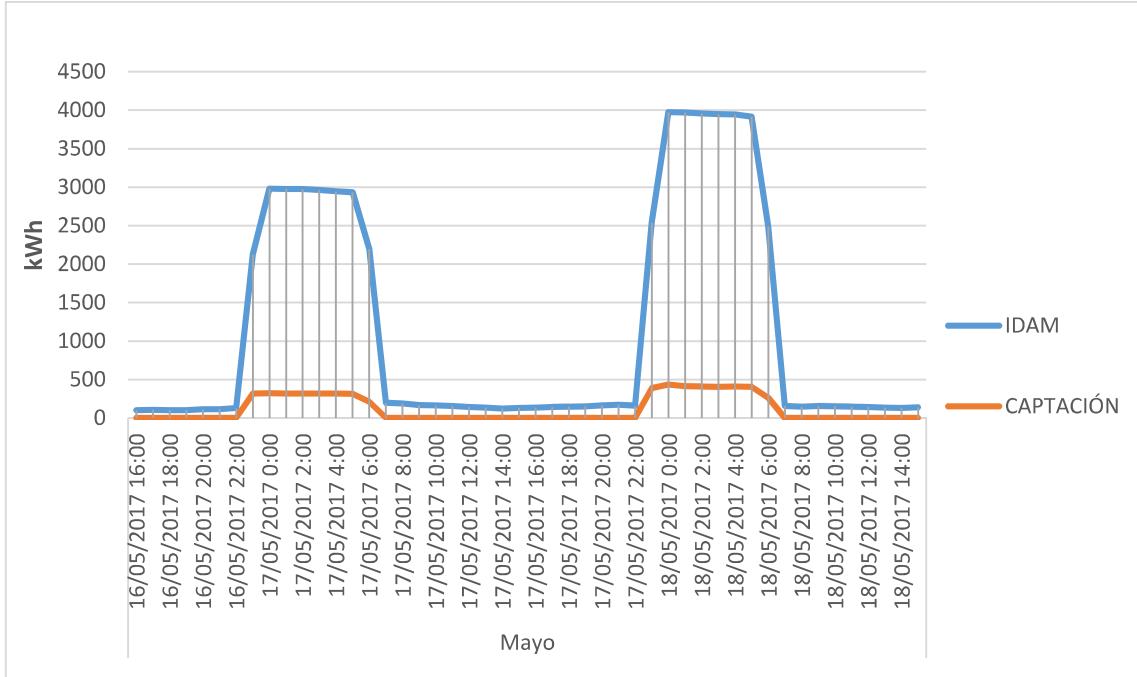


Figura 69: Curva de carga de días de entre semana de MAYO.

Junio

JUNIO	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	121.331	4.044,37	461	2
IDAM	1.225.365	40.845,50	4.071	30
TOTAL	1.346.696	44.890	4.532	32

Tabla 17: Consumo eléctrico JUNIO.

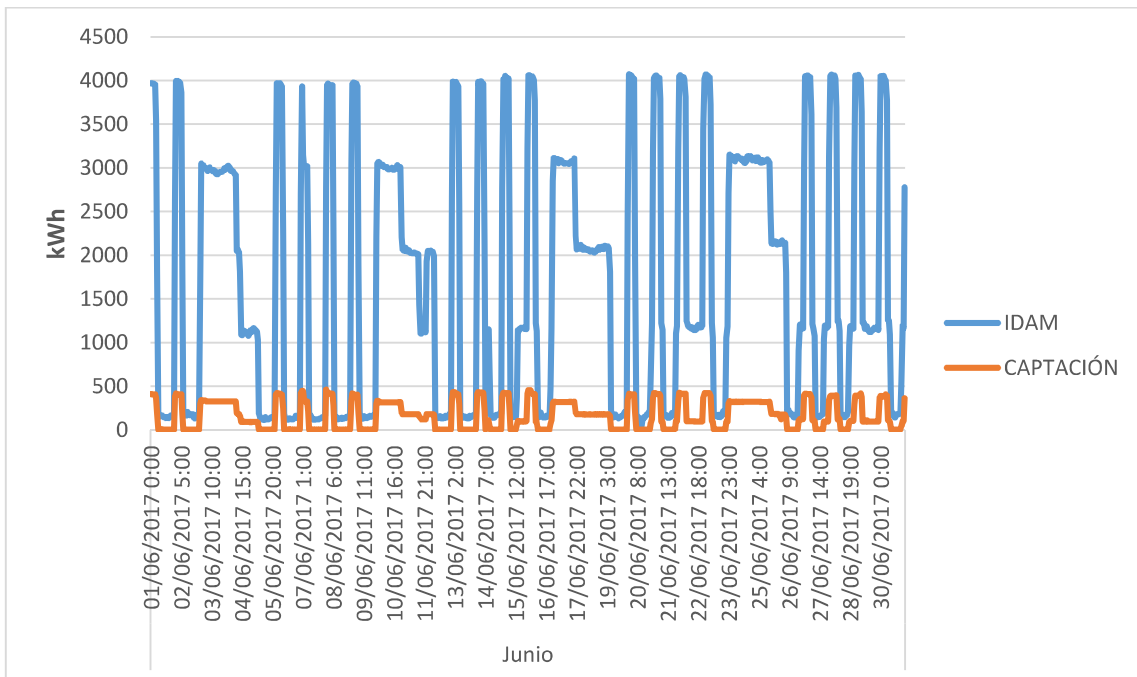


Figura 70: Curva de carga de JUNIO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

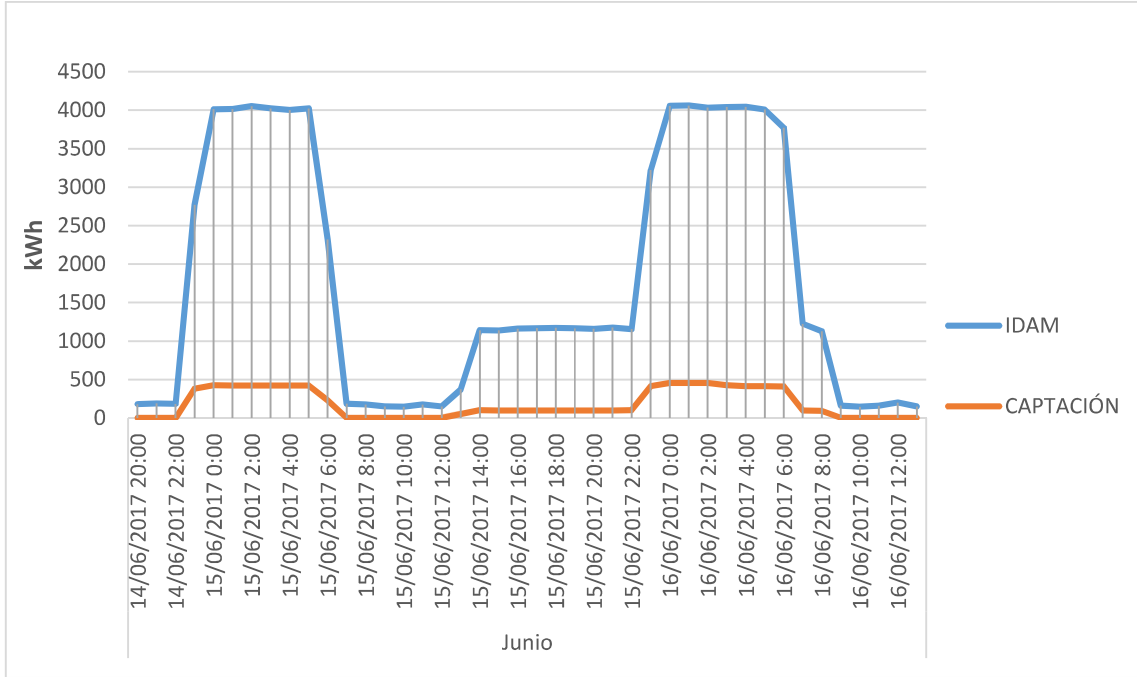


Figura 71: Curva de carga de días de entre semana de JUNIO.

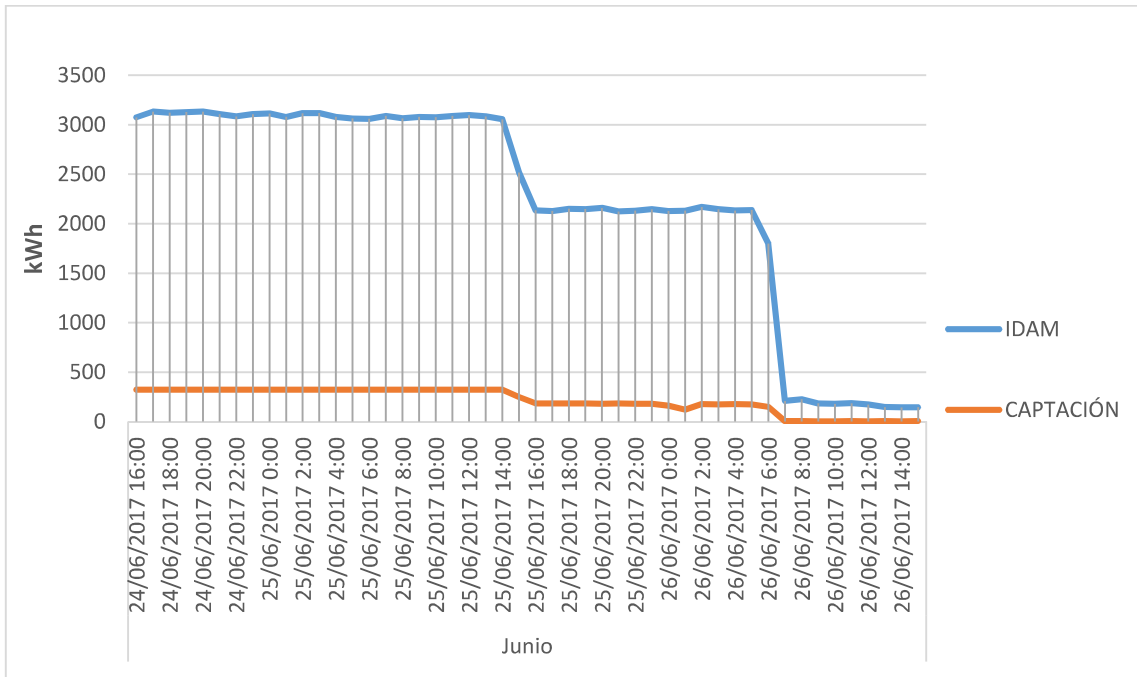


Figura 72: Curva de carga de días de fin de semana de JUNIO.

Julio

JULIO	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	161.059	5.195,45	466	3
IDAM	1.635.263	52.750,42	4.098	132
TOTAL	1.796.322	57.946	4.564	135

Tabla 18: Consumo eléctrico JULIO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

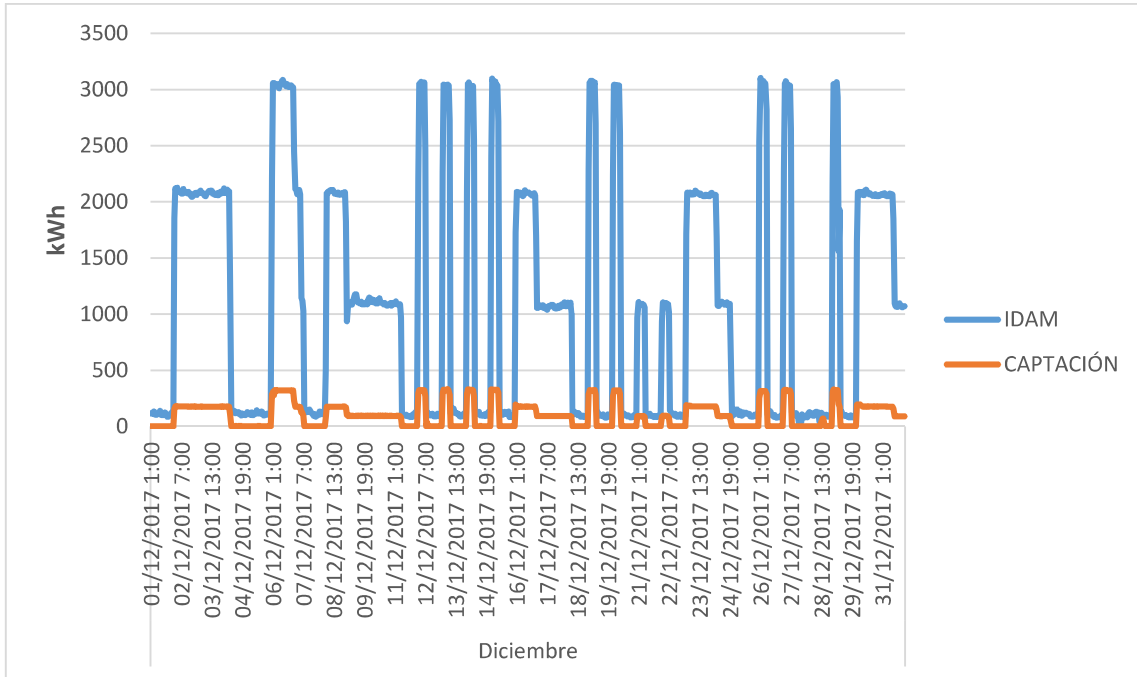


Figura 73: Curva de carga de JULIO.

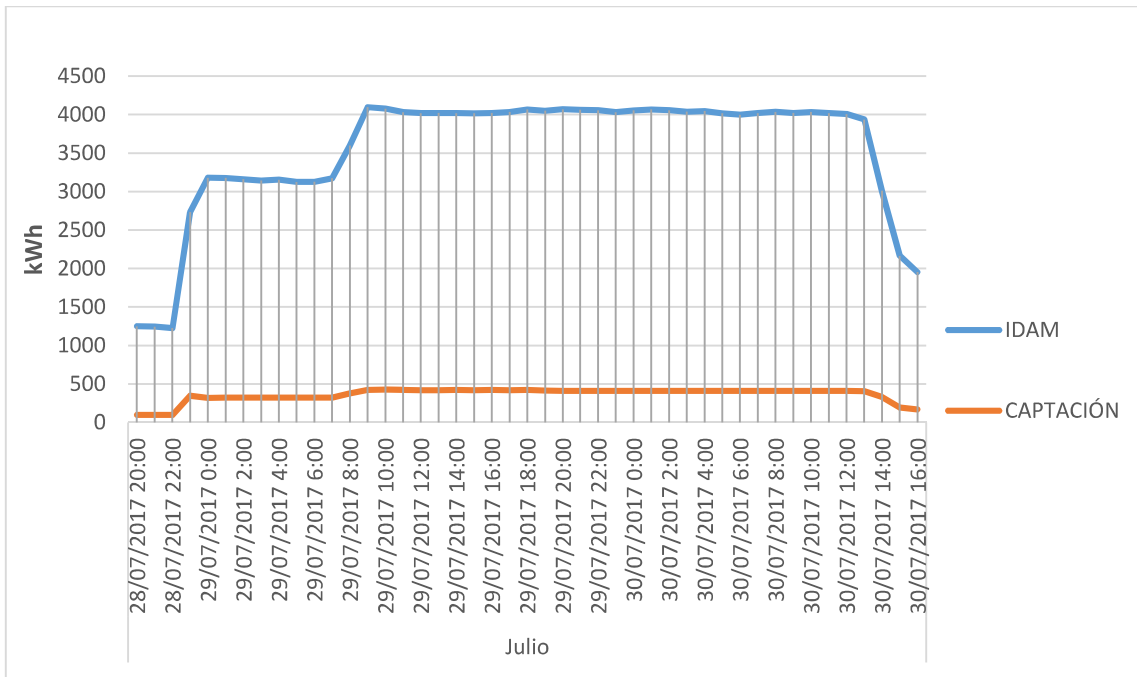


Figura 74: Curva de carga de días de entre semana de JULIO.

Agosto

AGOSTO	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	186.752	6.024,26	411	169
IDAM	1.983.902	63.996,84	4.092	2.065
TOTAL	2.170.654	70.021	4.503	2.234

Tabla 19: Consumo eléctrico AGOSTO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

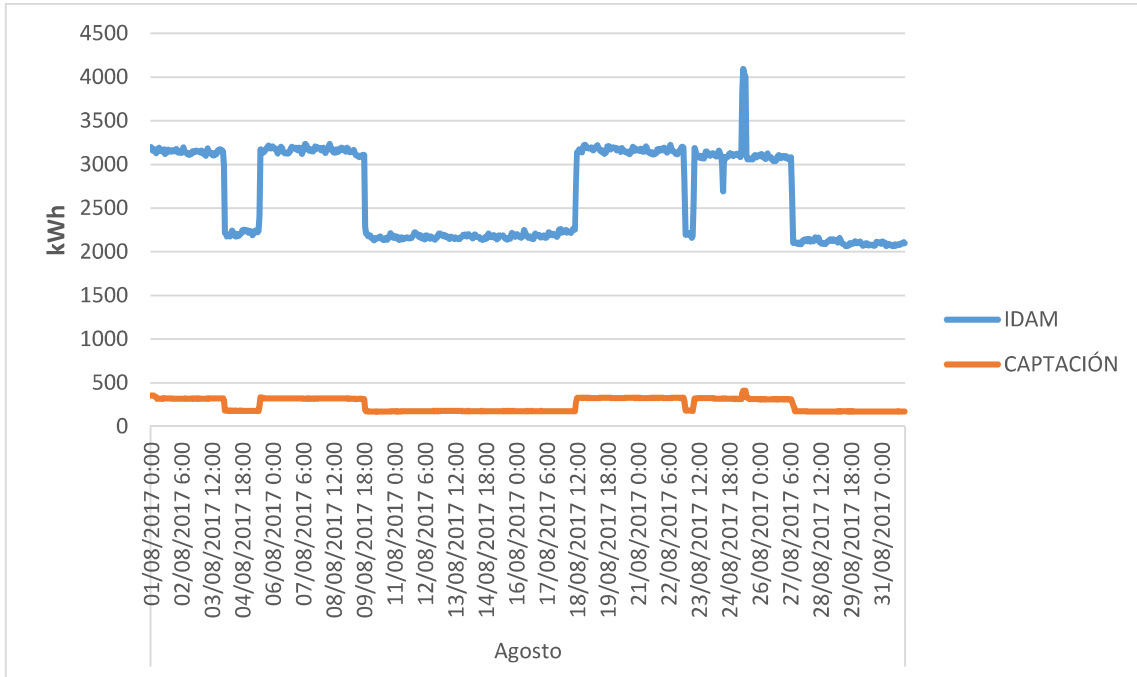


Figura 75: Curva de carga de AGOSTO.

Septiembre

SEPTIEMBRE	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	99.153	3.305,10	450	2
IDAM	1.072.636	35.754,53	4.096	111
TOTAL	1.171.789	39.060	4.546	113

Tabla 20: Consumo eléctrico SEPTIEMBRE.

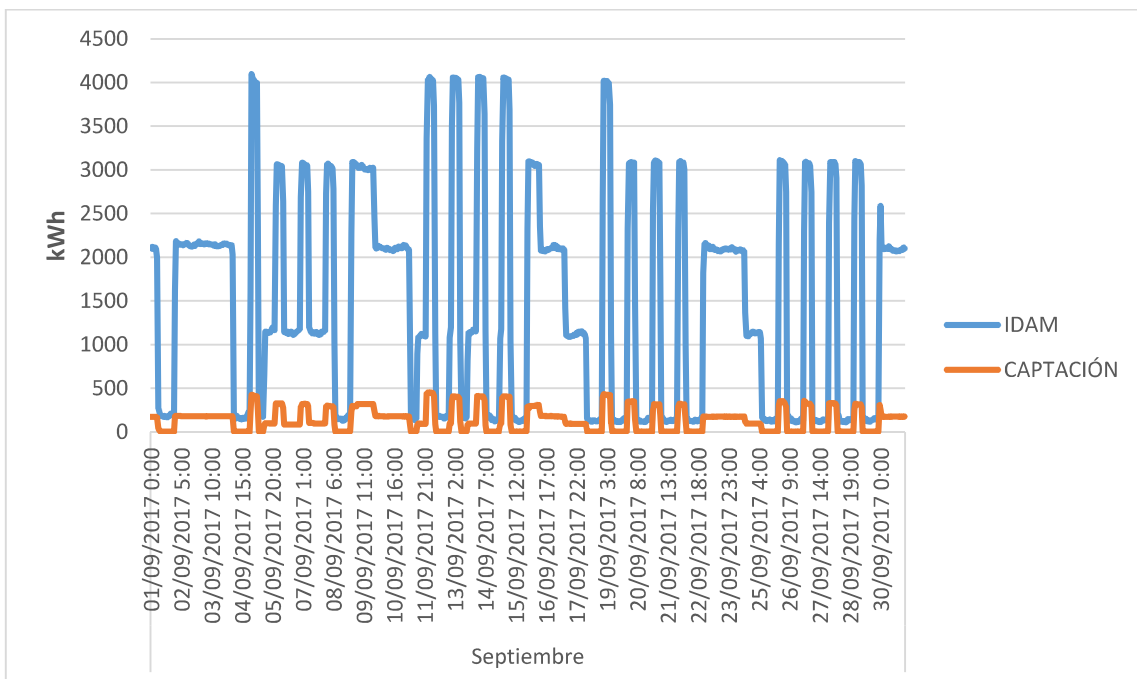


Figura 76: Curva de carga de SEPTIEMBRE.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

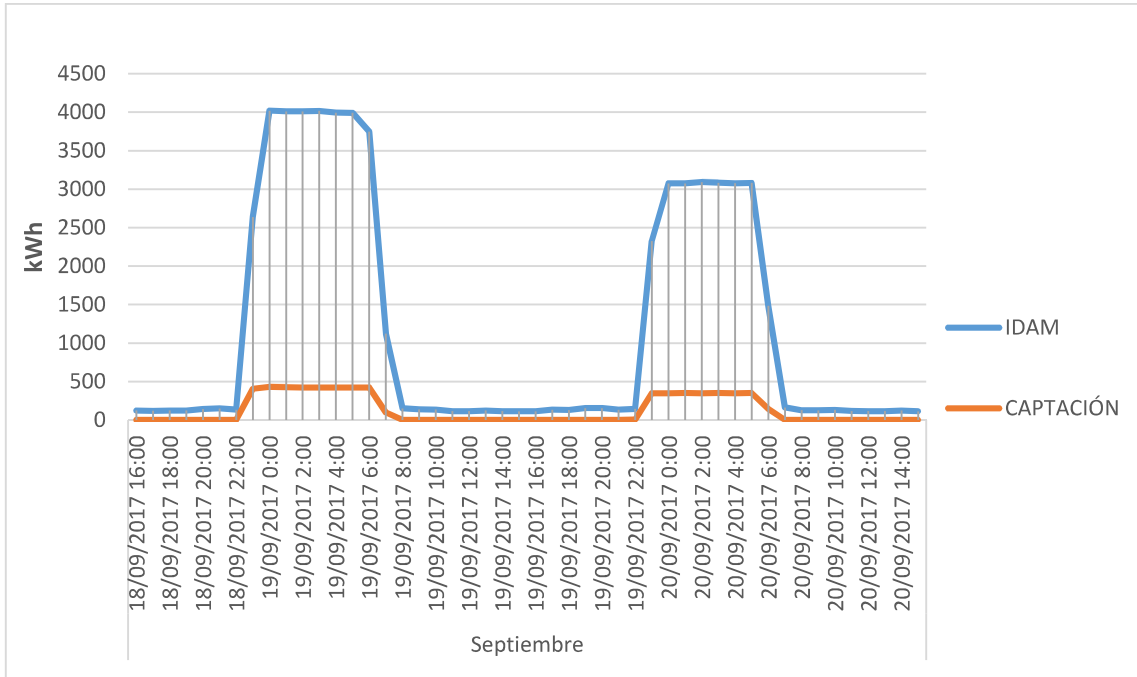


Figura 77: Curva de carga de días de entre semana de SEPTIEMBRE.

Octubre

OCTUBRE	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	50.112	1.616,52	356	2
IDAM	566.346	18.269,23	3.084	19
TOTAL	616.458	19.886	3.440	21

Tabla 21: Consumo eléctrico OCTUBRE.

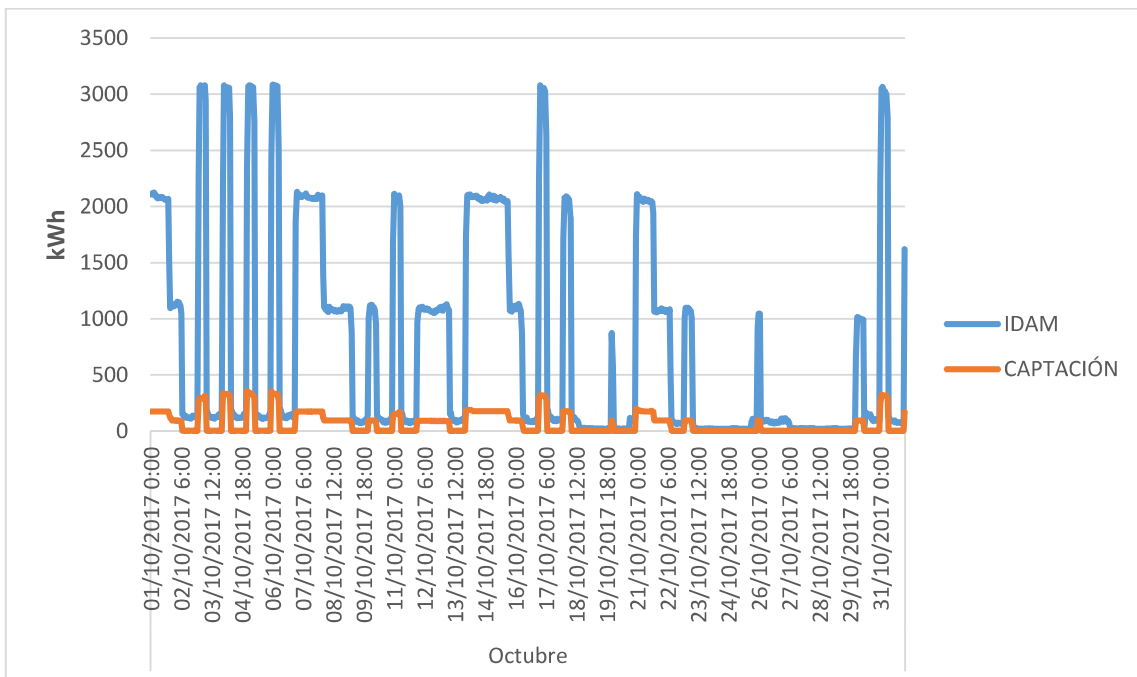


Figura 78: Curva de carga de OCTUBRE.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

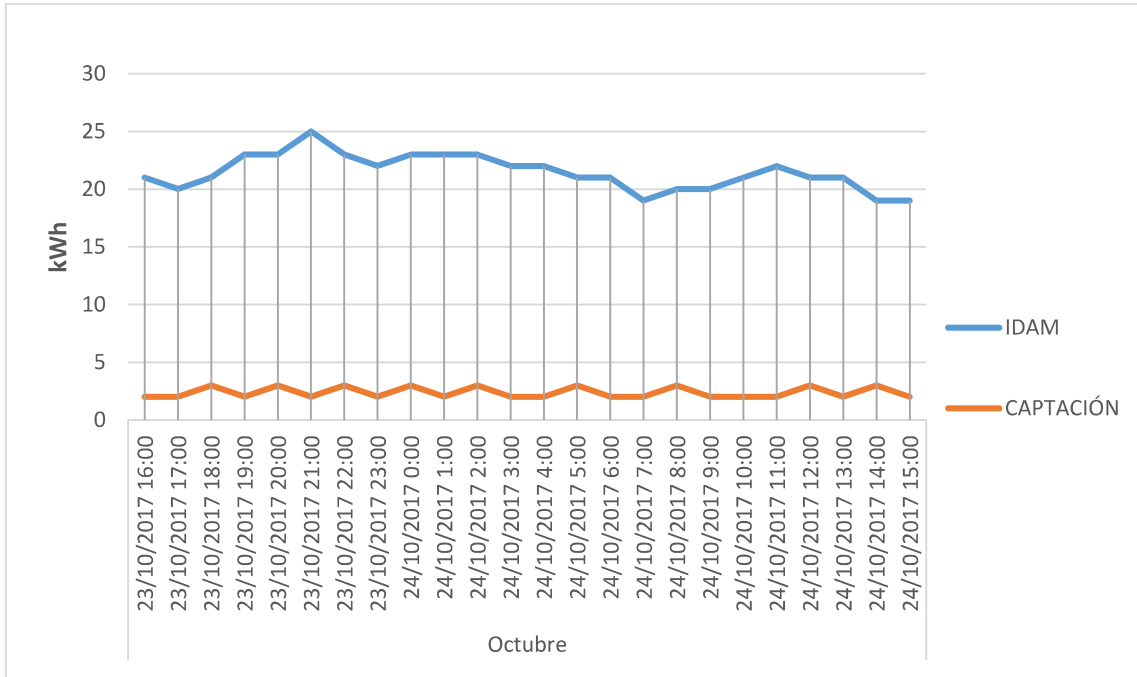


Figura 79: Curva de carga de un día de fin de semana de OCTUBRE.

Noviembre

NOVIEMBRE	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	60.963	2.032,10	328	2
IDAM	685.649	22.854,97	3.073	32
TOTAL	746.612	24.887	3.401	34

Tabla 22: Consumo eléctrico NOVIEMBRE.

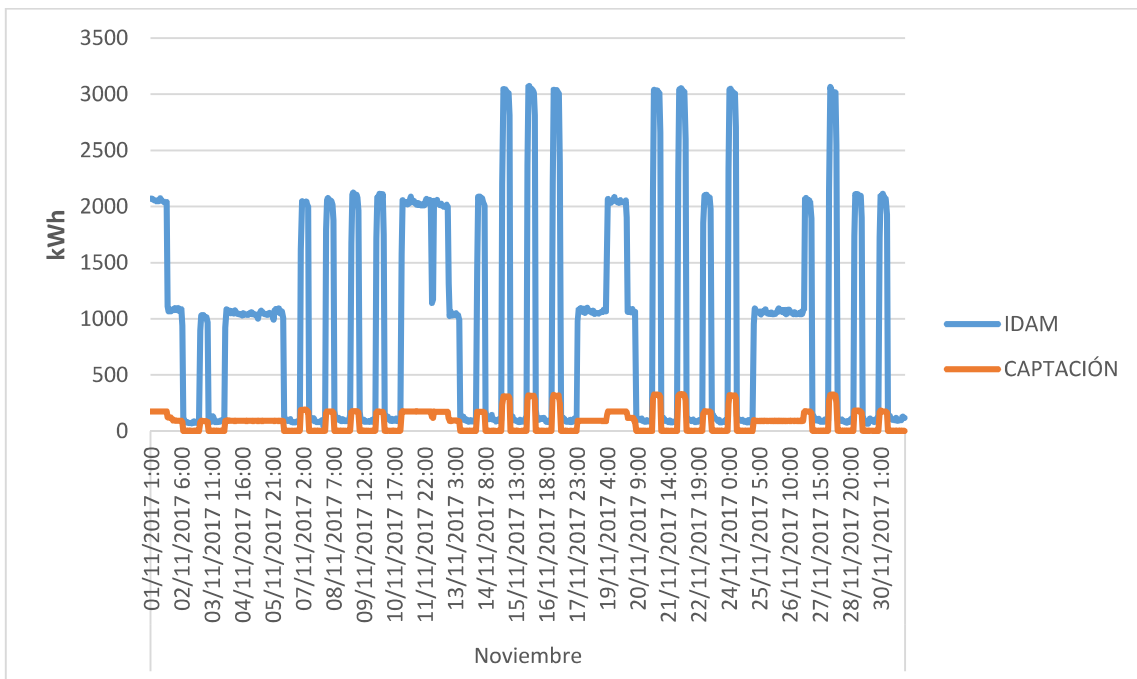


Figura 80: Curva de carga de NOVIEMBRE.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

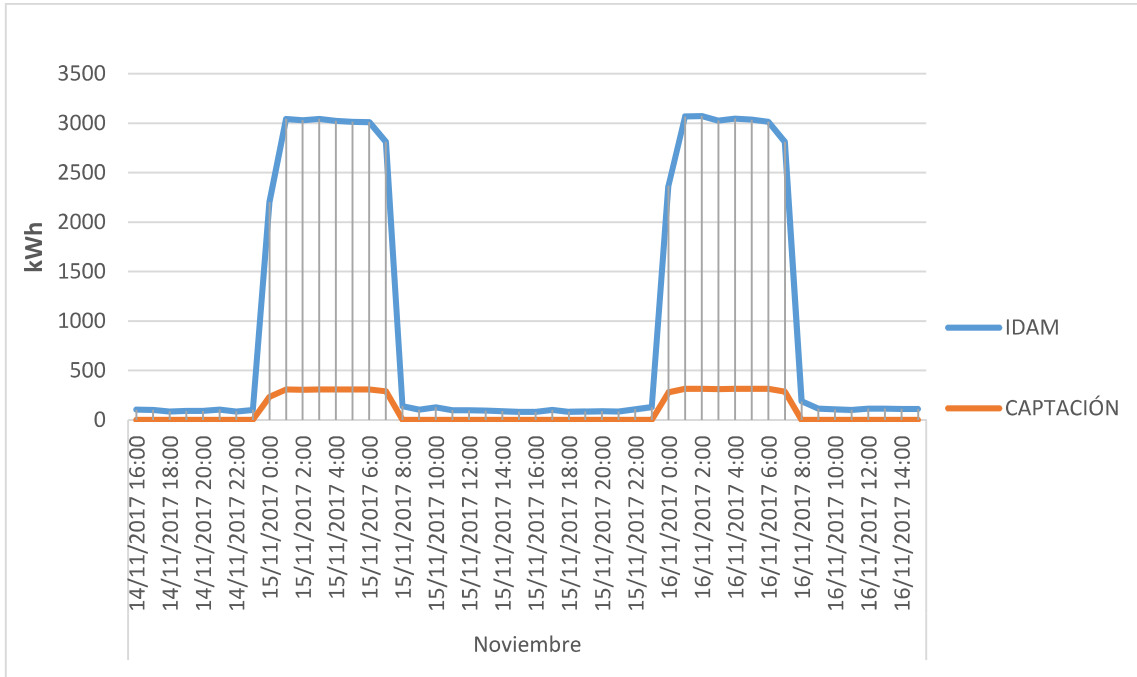


Figura 81: Curva de carga de días de entre semana de NOVIEMBRE.

Diciembre

DICIEMBRE	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)			
	Mensual	Medio diario	Máximo horario	Mínimo horario
CAPTACIÓN	73.438	2.368,97	333	2
IDAM	807.432	26.046,19	3.104	22
TOTAL	880.870	28.415	3.437	24

Tabla 23: Consumo eléctrico DICIEMBRE.

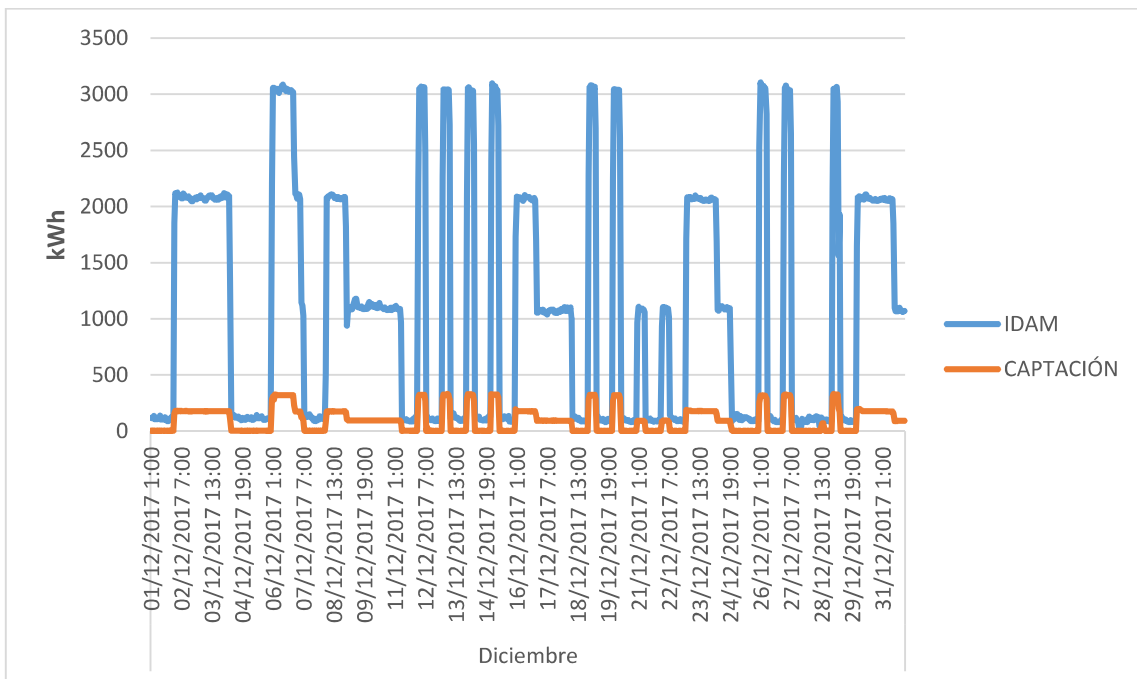


Figura 82: Curva de carga de DICIEMBRE.

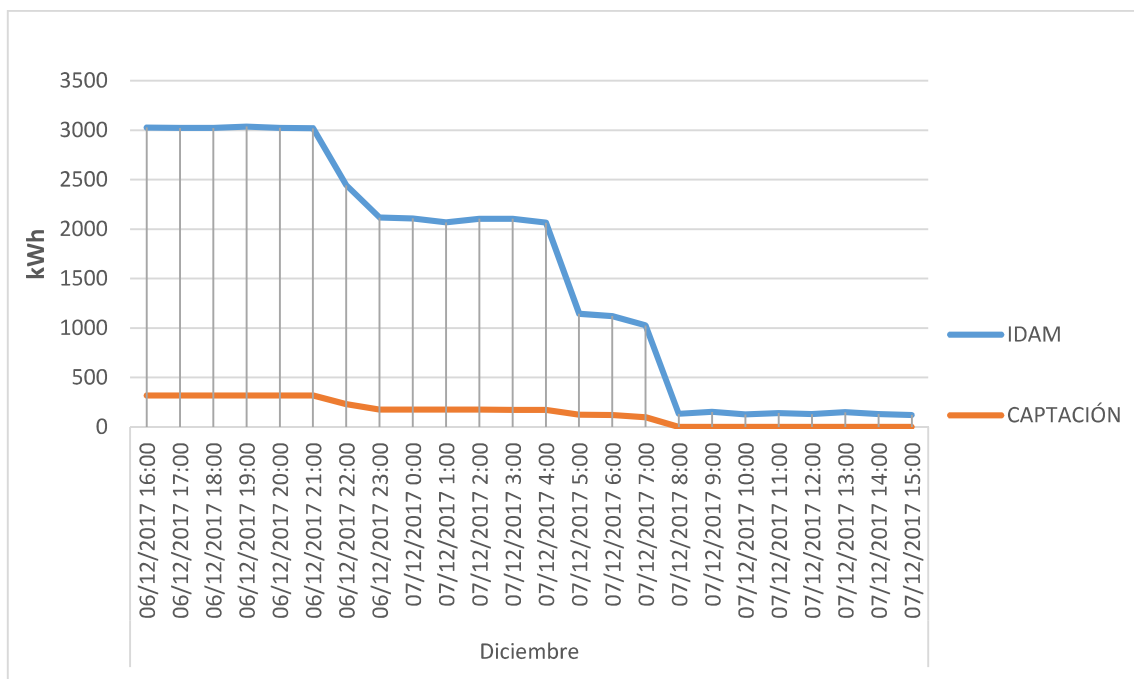


Figura 83: Curva de carga de días festivos de DICIEMBRE.

Des las tablas y figuras anteriores pueden deducirse varias cosas (de modo general):

- Entre semana, el consumo energético se produce, principalmente, de 12 de la noche a 8 de la mañana (8 horas de producción). Entre semana es también cuando se alcanzan los valores máximos de consumo.
- Los fines de semana, se produce desde las 12 de la noche del viernes hasta las 8 de la mañana del lunes. En ese intervalo de tiempo, aunque puede bajar el consumo eléctrico, nunca se baja por debajo de los 300 kWh, hecho que sí que ocurre entre semana (normalmente).
- Julio y Agosto son los meses en los que más energía se consume, sobre todo en Agosto, donde el consumo es alto y además, ininterrumpido.
- Febrero y Octubre, son los dos meses en los que menos energía se consume, sobre todo en Febrero. Ambos son meses en los que se aprovecha para hacer operaciones de mantenimiento.
- El consumo eléctrico anual se concentra en los periodos en los que la energía es más barata, que por tratarse de una tarifa 6.1 A, se trata de los fines de semana (sábados y domingos), los festivos nacionales (excluidos los sustituibles y los que no tienen fecha fija), y entre semana, de 0 a 8 pm.

9.2 Tarifa eléctrica contratada

Como se ha comentado al principio del CAPÍTULO 9, la planta cuenta con dos CUPS diferentes; uno para la zona de CAPTACIÓN y otro para la zona de la IDAM, cada uno de los cuales con una tarifa contratada diferente. Si bien ambas tarifas son 6.1 A, sus direcciones de suministro varían, por estar ambas zonas muy separadas, y las potencias contratadas en cada periodo también son distintas, ya que las necesidades energéticas de una zona y otra son muy dispares. A continuación se muestran las características de las tarifas eléctricas de la IDAM (Tabla 24) y de CAPTACIÓN (Tabla 25):

Características del suministro eléctrico – Zona de la IDAM						
Dirección de suministro	Camino del Río Gorgos, 11, Jávea					
Tarifa ATR	6.1A					
Potencia contratada (kW)	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	1250	1250	1250	1250	1250	4500

Tabla 24: Características de la tarifa eléctrica contratada para la zona de la IDAM.

Características del suministro eléctrico – Zona de CAPTACIÓN						
Dirección de suministro	Génova, 16, Jávea					
Tarifa ATR	6.1A					
Potencia contratada (kW)	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	120	120	120	120	120	451

Tabla 25: Características de la tarifa eléctrica contratada para la zona de CAPTACIÓN.

Viendo las dos tablas anteriores puede notarse que la máxima potencia contratada se da para el periodo P6, confirmando de esta manera lo expuesto al final del punto 9.1.2 (pág 71). Y es que para el periodo P6, los peajes de acceso, tanto para el término de potencia como para el de energía, son más baratos y el coste (variable) de la energía es menor, por tratarse de periodos en los que la demanda energética es baja.

La desaladora de Jávea paga la energía consumida a un precio libremente pactado con la comercializadora, de manera que pagan cada período, al mismo precio, todo el año. Además, la planta posee un certificado en el que se refleja que la energía consumida por esta es de origen renovable.

Para visualizar mejor esos precios y ver cómo se distribuyen los diferentes términos de la factura eléctrica, se va a poner el ejemplo del cómo fueron las facturas, de la IDAM y de CAPTACIÓN, para el mes de Diciembre de 2017:

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

TABLA IV- Precios (Tarifa 6.1A)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
TE (sin I.E.) (€/MWh)	64,966	61,501	59,699	57,212	59,255	46,125	37.741,95 €
ATR TE (sin I.E.) (€/MWh)	26,674	19,921	10,615	5,283	3,411	2,137	2.333,53 €
TP (sin I.E.) (€/kW/año)	39,139	19,587	14,334	14,334	14,334	6,540	
Potencia Contratada (kW)	1250	1250	1250	1250	1250	4500	
Energía Consumida (MWh)	11,191	18,750	0,000	0,000	0	777,491	807,43
Coste TE (sin I.E.) (€)	1026	1527	0	0	0	37523	40.075,48 €
Coste TP (sin I.E.) (€)	4155	2079	1522	1522	1522	2500	13.299,42 €
Impuesto Eléctrico (I.E.)	1,05113	4,864%	0,05				409,33 €
Alquiler Equipo							64,00 €
Excesos de potencia							-,20 €
						Total	53.848,03 €

Tabla 26: Factura de la zona de la IDAM de Diciembre de 2017.

TABLA IV- Precios (Tarifa 6.1A)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
TE (sin I.E.) (€/MWh)	64,966	61,501	59,699	57,212	59,255	46,125	3.402,25 €
ATR TE (sin I.E.) (€/MWh)	26,674	19,921	10,615	5,283	3,411	2,137	174,92 €
TP (sin I.E.) (€/kW/año)	39,139	19,587	14,334	14,334	14,334	6,540	
Potencia Contratada (kW)	120	120	120	120	120	451	
Energía Consumida (MWh)	0,264	0,647	0,000	0,000	0	72,527	73,44
Coste TE (sin I.E.) (€)	24	53	0	0	0	3500	3.577,17 €
Coste TP (sin I.E.) (€)	399	200	146	146	146	251	1.287,31 €
Impuesto Eléctrico (I.E.)	1,05113	4,864%	0,05				37,31 €
Alquiler Equipo							64,00 €
Excesos de potencia							,02 €
						Total	4.965,80 €

Tabla 27: Factura de la zona de CAPTACIÓN de Diciembre de 2017.

Donde:

- TE (sin I.E.) (€/MWh): Precio por megavatio-hora, pactado con la comercializadora, sin incluir el impuesto eléctrico. Para cada periodo hay un precio diferente, mantenido a lo largo del año.
- ATR TE (sin I.E.) (€/MWh): Coste fijo por megavatio-hora, para cada periodo, del peaje de acceso para el término de energía. Estos peajes de acceso se actualizan cada año en el BOE.
- TP (sin I.E.) (€/kW/año): Coste fijo anual por megavatio-hora, para cada periodo, del peaje de acceso para el término de potencia. Estos peajes de acceso se actualizan cada año en el BOE.
- Potencia Contratada (kW): Potencia contratada para cada periodo, en kilovatios.
- Energía Consumida (MWh): Energía consumida en cada periodo, en megavatios-hora.
- Coste TE (sin I.E.) (€): Coste del término de energía sin incluir el impuesto eléctrico, en euros. Se obtiene del siguiente modo:

$$\text{Coste TE (sin I.E.)} = \text{Energía Consumida} \cdot (\text{TE (sin I.E.)} + \text{ATR TE (sin I.E.)}) \quad (5)$$

- Coste PE (sin I.E.) (€): Coste del término de potencia sin incluir el impuesto eléctrico, en euros. Se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Coste PE (sin I.E.)} = \frac{\text{TP (sin I.E.)}}{365} \cdot \text{Días}_{\text{mes}} \cdot \text{Potencia Contratada} \quad (6)$$

- Impuesto Eléctrico (I.E.): Impuesto pagado al estado en el que se incluye...Para calcularlo se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Impuesto Eléctrico} = 1,05113 \cdot \frac{4,864}{100} \cdot (\text{Coste TE} + \text{Coste TP} + \text{Excesos Potencia}) \quad (7)$$

- Alquiler Equipo: Precio fijo que se paga cada mes por el equipo de telemedida, en euros.
- Excesos de potencia: Pago (o descuento) por exceso (o defecto) de consumo de potencia reactiva, en euros.

Observando las tablas 26 y 27 puede comprobarse que efectivamente la mayor parte del consumo se concentra en el periodo P6.

Sumando a lo visto en este capítulo lo visto en el punto 4.3 de la Memoria y en el Anexo I, se procede a analizar cuáles son las distintas alternativas para integrar la producción eléctrica de la instalación fotovoltaica dentro del consumo energético de la planta y de los costes que este está suponiendo anualmente, de manera que dicha instalación salga rentable.

CAPÍTULO 10. Análisis de las alternativas.

10.1 Necesidades energéticas y cobertura

De acuerdo con lo expuesto en el CAPÍTULO 4 del Anexo I, considerando el modelo de panel, la orientación y la inclinación finalmente elegidos, se necesitarían 28.447 paneles para asegurar el autoconsumo total de la planta desalinizadora, lo que supondría disponer de una superficie libre de 122.984 m² (casi 12,3 hectáreas) e instalar casi 9,39 MW a un precio de 4.931.856,39 € (casi 5M€ solo en paneles).

Ante la enorme falta espacio, se decide limitar la instalación a la superficie disponible propiedad de los gestores de la planta. De esta manera, con 4.721,72 m² disponibles, se pueden instalar un total de 1044 paneles, lo que supone una potencia instalada de 344,52 kW. Con esta potencia instalada, y aplicando el PR obtenido al final del CAPÍTULO 8 del Anexo I, se produciría diariamente (de media) 1.697.253,16 Wh, lo que equivaldría al 4,58% de la demanda energética de la desalinizadora.

10.2 Curvas de producción fotovoltaica y consumo eléctrico actual

El objetivo de este punto es mostrar como casarían las curvas actuales de demanda energética de la desaladora (consumo) con las curvas de producción de la instalación fotovoltaica.

Decir que se va a considerar que toda la energía producida por la instalación fotovoltaica va a ser aplicada en la zona de la IDAM, dejando de lado el consumo de la zona de CAPTACIÓN. El motivo para tomar esta decisión es que la zona de captación se encuentra a 3 km de la ubicación de la instalación fotovoltaica, y llevar la energía desde esta última hasta dicha zona conllevaría muchos costes tanto en cableado como en obra civil, por no hablar de los trámites para cruzar estos cables, subterránea o aéreamente, por campos, carreteras y zonas de viviendas.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

Para poder obtener las curvas de producción y consumo, primeramente hay que obtener los valores medios mensuales de irradiancia horaria Gh (W/m^2) para cada mes, para la posición que finalmente tendrá el generador fotovoltaico (inclinación y acimut). Para ello se recurre de nuevo al PVGIS, donde seleccionando la pestaña “Daily radiation” y marcando la opción “Average global irradiance” se puede obtener, para el mes indicado, la irradiancia horaria.

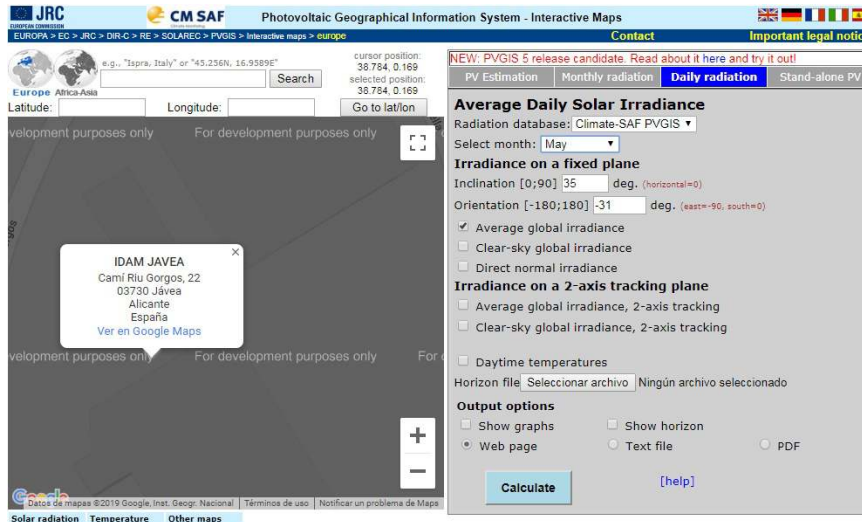


Figura 84: Obtención de los datos de irradiancia horaria (W/m^2) para un día medio del mes seleccionado.

Los datos de irradiancia horaria obtenidos hacen referencia a un día medio del mes seleccionado. Estos datos se almacenan en una hoja de excel para después fabricar las curvas deseadas.

A continuación se va a presentar para los meses más significativos, dos gráficas de funcionamiento de la instalación (energía en kWh asignada a diferentes conceptos), una para un día laborable, y la otra para un día festivo:

Enero

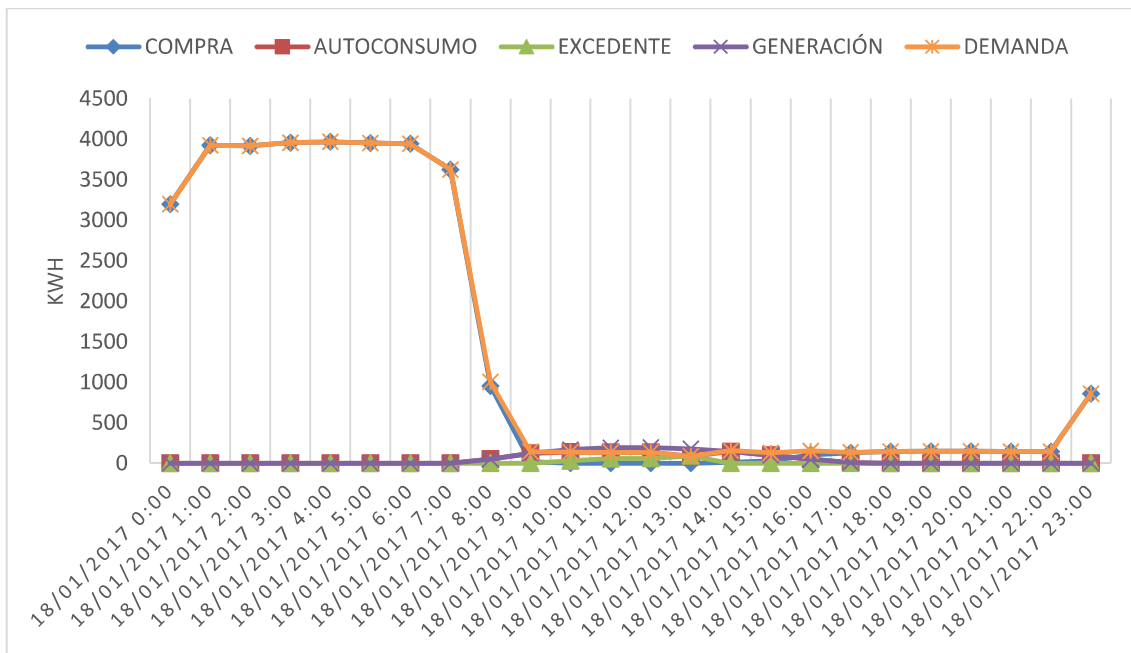


Figura 85: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de ENERO.

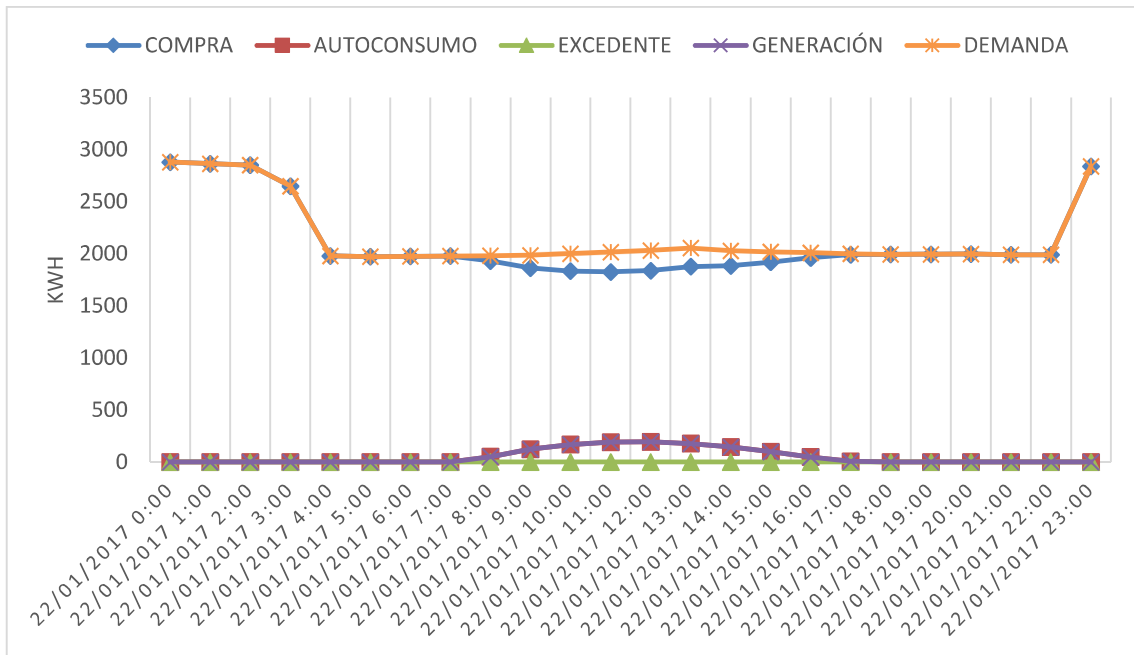


Figura 86: Funcionamiento medio-diario de un día festivo de ENERO.

Febrero

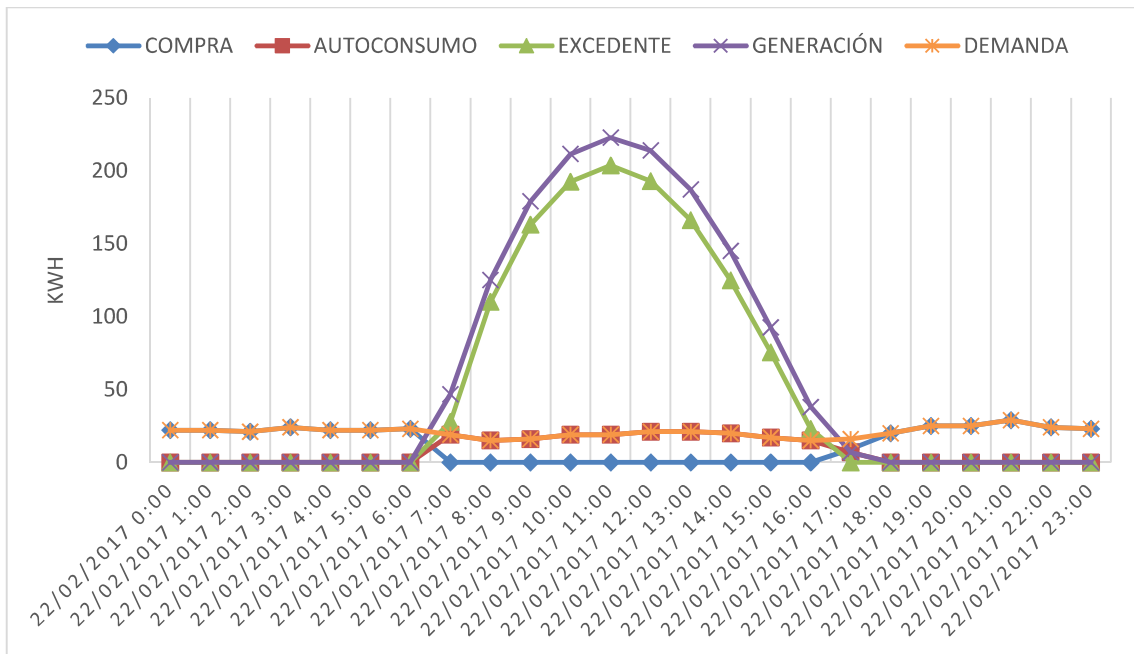


Figura 87: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de FEBRERO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

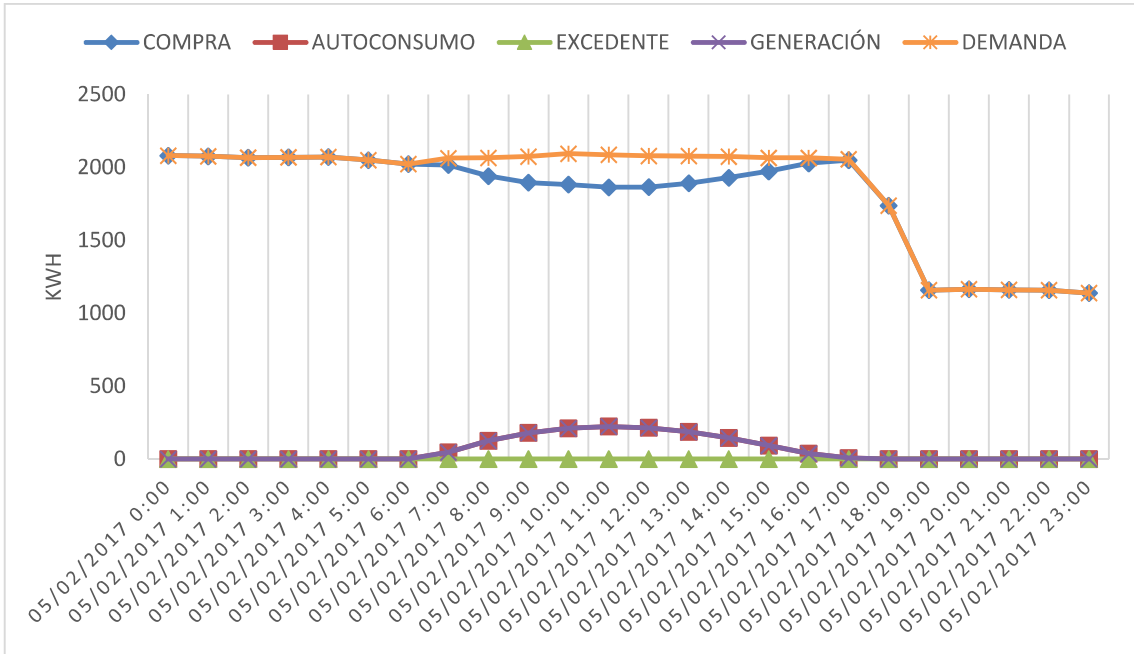


Figura 88: Funcionamiento medio-diario de un día festivo de FEBRERO.

Julio

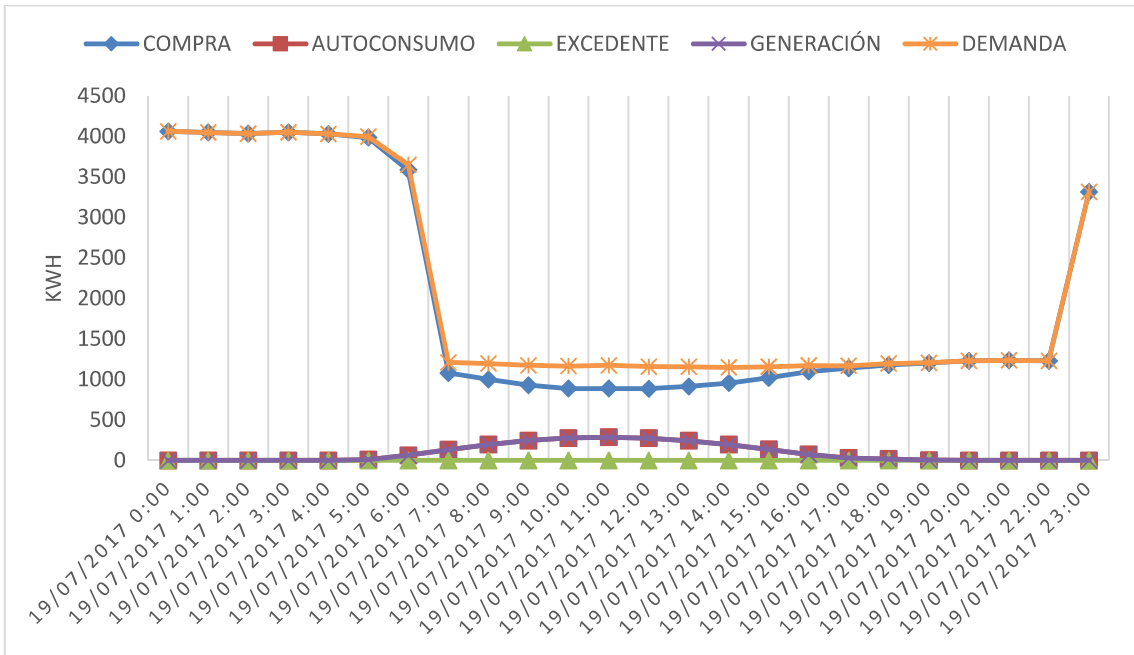


Figura 89: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de JULIO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

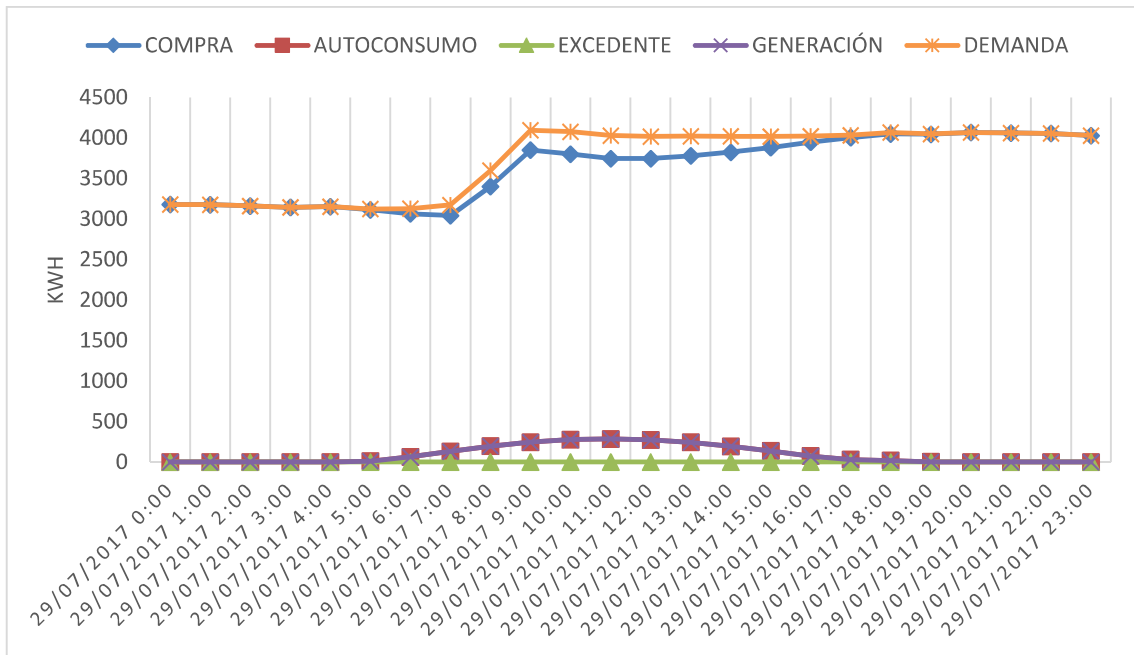


Figura 90: Funcionamiento medio-diaro de un día festivo de JULIO.

Agosto

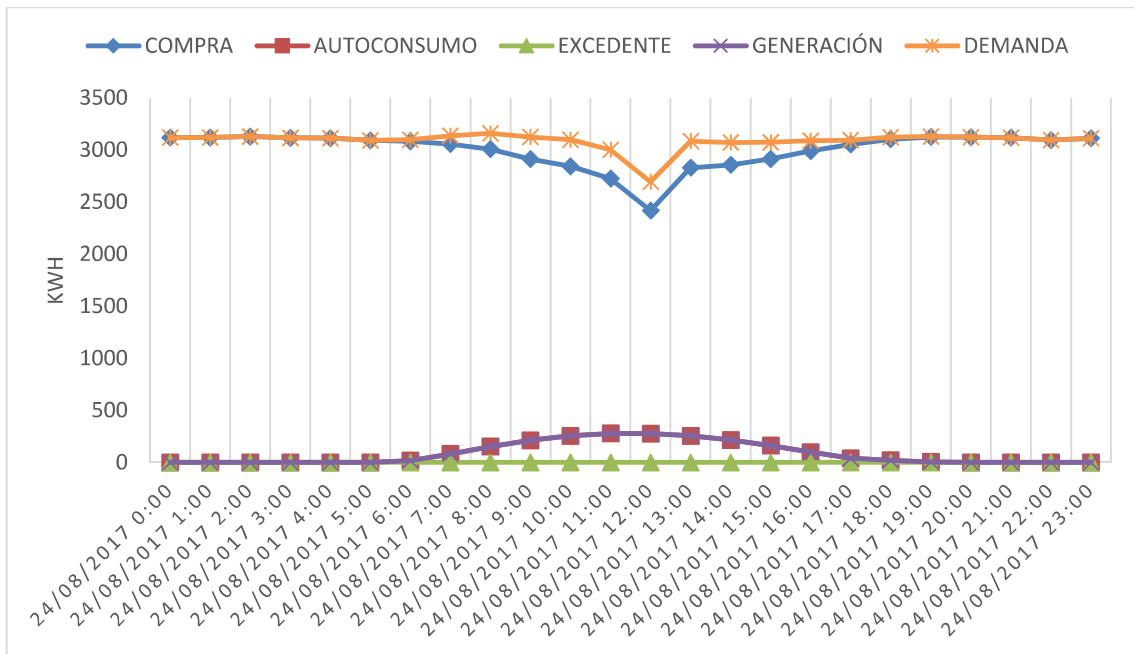


Figura 91: Funcionamiento medio-diaro de un día laborable de AGOSTO.

ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

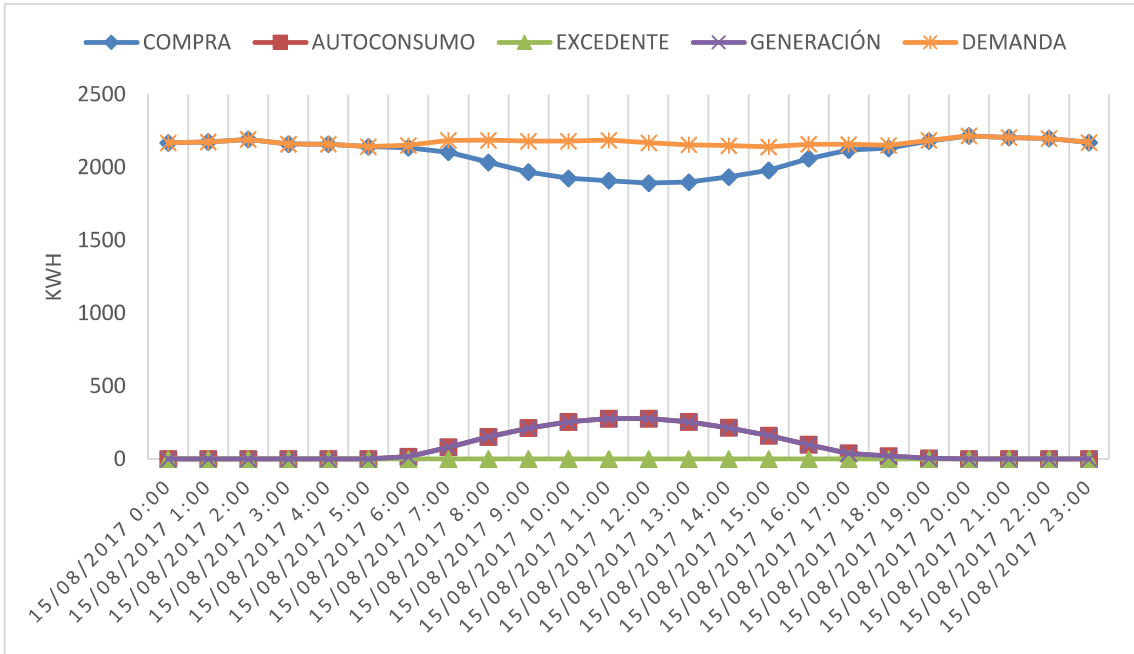


Figura 92: Funcionamiento medio-diario de un día festivo de AGOSTO.

Octubre

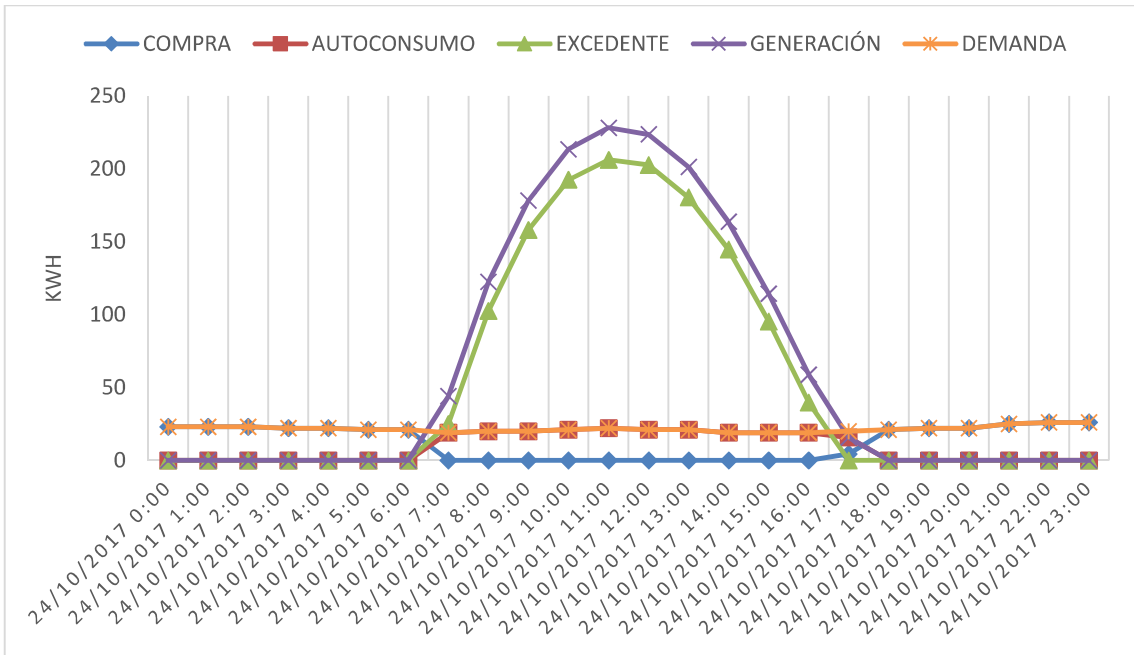


Figura 93: Funcionamiento medio-diario de un día laborable de OCTUBRE.

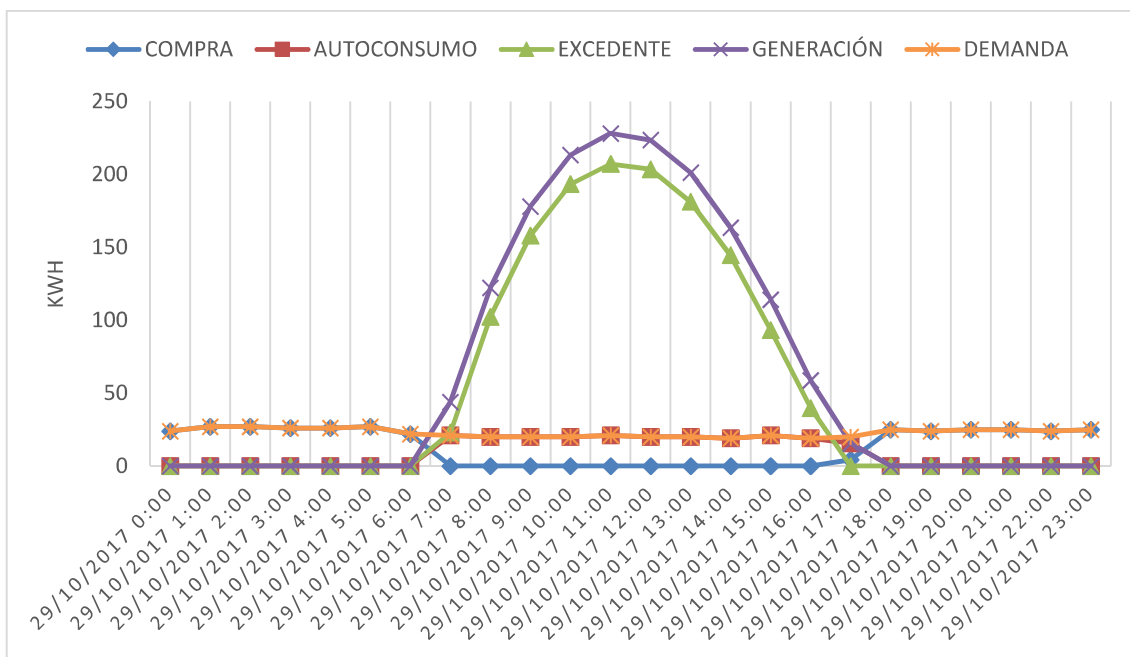


Figura 94: Funcionamiento medio-diarario de un día festivo de OCTUBRE.

Las gráficas de Enero se han incluido para tener la referencia de un mes en el que la planta ha tenido un funcionamiento normal. El funcionamiento de los meses de Febrero y Octubre se ha considerado para ver cómo es este en los dos meses de menor demanda. Las gráficas de Julio y Agosto se han incluido por todo lo contrario que Febrero y Octubre; por ser los dos meses de mayor demanda energética.

La principal conclusión que se saca de analizar las curvas anteriores es que la demanda de energía es muy irregular a lo largo de todo el año, siendo muy grande en algunos momentos y muy pequeña en otros. Esto provoca que algunos momentos sea necesario, a pesar del aporte de la instalación fotovoltaica, comprar mucha energía a la red, y que en otros momentos sobre casi la totalidad de la energía generada por el campo fotovoltaico.

10.3 Alternativas de autoconsumo

El objetivo de este punto es determinar cuál de las posibles opciones de autoconsumo permite obtener un mayor ahorro económico en la factura eléctrica anual.

Considerando lo analizado en el capítulo 9 de la memoria y lo visto en los capítulos 1 y 2 del Anexo I, y de acuerdo con lo establecido en el actual RD 244/2019, de 5 de Abril, las alternativas de autoconsumo serían cuatro, cada una de la cuales se va a desarrollar en los puntos siguientes.

Si la instalación fuera de menos de 100 kW, se podrían tener más opciones, puesto que sería posible aplicar la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes, pero como no es el caso, las opciones se reducen a cuatro.

10.3.1 Autoconsumo sin excedentes: producción concentrada en P6.

Con esta opción, cuando la energía generada superé a la cantidad de energía demandada, el excedente de energía será perdido, ya que no se inyectaría nada a la red. Para evitar la inyección a red es necesario instalar un sistema antivertido o de inyección cero.

Los sistemas de inyección 0, son dispositivos que miden en tiempo real la producción solar y el consumo eléctrico real de una instalación, de forma que en el momento en que la producción solar supera al consumo, se disminuye de manera automática la producción solar, para evitar así la generación de kWh excedentarios que serían enviados a la red eléctrica. La mayoría de sistemas de inyección 0, lo que hacen es actuar sobre el inversor de red, de manera que se modifica el punto de trabajo de este, con el objetivo de reducir la producción solar a la salida del inversor.

Esta opción supondría que de los 623.440,74 kWh que la instalación fotovoltaica puede generar al año, 498.972,75 kWh serían autoconsumidos y 124.467,89 kWh serían desperdiciados.

Por tanto, sabiendo que al año se consumen 13.458.677 kWh y que estos cuestan un total de 891.768 €, reducir el consumo a 12.959.704,25 kWh supondría un ahorro anual de 33.061,79€. Así se pagarían finalmente 858.706,21 €.

10.3.2 Autoconsumo sin excedentes: producción en horario diurno.

En esta opción de autoconsumo, la cantidad de kWh que se pierden se vería muy reducida, como consecuencia de pasar toda la producción de agua potable a los periodos de luz diurna.

Para poder materializar esta opción, lo primero que habría que hacer es modificar la potencia contratada en cada uno de los periodos. Como se vio en el capítulo 9 de la memoria, la potencia contratada para los periodos P1-P5 era de 1250 kW y para P6 de 4500 kW, en el caso de la zona de la IDAM; en el caso de la zona de CAPTACIÓN, 120 kW para los periodos P1-P5 y 451 kW para P6.

Puesto que en el mes de Agosto (y también en el de Julio) la producción es prácticamente ininterrumpida, y se tiene la particularidad de que en este mes solo se aplica el periodo P6, no se puede reducir mucho la potencia contratada en dicho periodo. Por tanto, para poder producir más entre semana en las horas de sol, y asegurar la producción necesaria del mes de agosto, las potencias contratadas en cada periodo quedarían como las que había en el año 2012, en el cual se producía principalmente por la mañana.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Potencia contratada (kW)	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	3.450

Tabla 28: Opción 2 de autoconsumo. Potencias necesarias a contrata para la zona de la IDAM.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Potencia contratada (kW)	300	300	300	300	300	451

Tabla 29: Opción 2 de autoconsumo. Potencias necesarias a contrata para la zona de CAPTACIÓN.

Con las potencias anteriores contratadas y manteniendo los precios que aparecen en las tablas 26 y 27 de la memoria, el gasto anual en energía pasaría a ser de 1.045.203,94 €, lo que supone 153.436 € más de gasto que con la situación de producción actual de la desaladora. Esto es aplicando simplemente el aumento de potencia contratada necesaria; es decir, aún no se ha aplicado el ahorro por autoconsumo de energía.

Suponiendo que los 623.440,74 kWh generados por la instalación fotovoltaica fueran autoconsumidos (se sabe que no será así por lo visto en el consumo de los meses de Febrero y Octubre, pero por intentar favorecer la viabilidad de esta opción), la cantidad de energía tomada de la red serían 12.835.236,26 kWh, por lo que la factura anual pasaría del millón de euros antes mencionado, a ser de 996.787,39 €.

Como era de esperar, aunque el ahorro en este caso sea mayor (48.416,55€), como el precio de la factura había aumentado considerablemente debido al aumento de la potencia contratada, esta opción es 138.081,18 € más cara que la anterior, y por tanto queda descartada.

10.3.3 Autoconsumo con excedentes con venta a red: producción concentrada en P6.

Esta tercera opción es como la primera, salvo que en este caso la energía que antes se perdía, ahora se venderá a una comercializadora a precio del pool eléctrico; es la modalidad de autoconsumo que el RD 244/19 define como autoconsumo con excedente con compensación no simplificada.

Se trata de una modalidad de autoconsumo en la que la energía generada por el campo solar que no se autoconsume es vertida a la red para ser vendida. El precio de venta es negociado entre el usuario de la instalación fotovoltaica y la compañía comercializadora, si bien lo normal es que el precio final de venta sea el del mercado eléctrico al pool, que actualmente está entre 4 y 6 céntimos de euro por kWh. El abono de la venta de esa energía se efectuará con la periodicidad que se acuerde con la comercializadora.

Así, los 124.467,89 kWh “excedentes”, que antes eran perdidos, bajo esta situación aportarían unos beneficios anuales, considerando un precio medio del pool de 0,05 €/kWh (precio considerablemente bajo para el aumento que se espera en los próximos años), de 6.223,39 €.

Por tanto, aunque el ahorro conseguido por autoconsumo seguiría siendo de 33.061,79€, el gasto neto total en energía eléctrica sería de 852.482,82 €; hasta ahora la opción que mayores beneficios reportaría a los gestores de la desalinizadora.

10.3.4 Autoconsumo con excedentes con venta a red: producción en horario diurno.

La cuarta y última opción, es una combinación de la segunda y la tercera. Consistiría en producir por la mañana y vender la poca energía excedentaria que resultara tras el autoconsumo.

Si bien es verdad que en la opción 2 se ha considerado que se autoconsumiría toda la energía producida por la generación fotovoltaica, se sabe que esto no sería del todo así, ya que en meses como los de febrero y octubre, habría muchos excedentes. No obstante, en ningún caso, la venta de los excedentes de esta opción supondría más ingresos que los obtenidos para la opción anterior (6.223,39 €).

Con todo esto, el ahorro por autoconsumo, habiendo considerado que hay unos pequeños excedentes, sería de unos 45.000 €, y los ingresos por venta de energía de unos 3000€, por lo que la factura final anual ascendería a 997203,94 €. Este resultado no sale mejor que el de la opción dos porque se consideró que toda la energía generada se autoconsumía, pero en realidad, esta cuarta opción siempre

sería en torno a unos 3.000 € más barata que lo anterior (tanto más barata cuanto mayor sea lo percibido por la venta de los excedentes de un caso y de otro, que son los mismos).

Tras analizar todas las alternativas, puede concluirse que tanto por concepto como por números, la mejor opción de autoconsumo para la instalación fotovoltaica a la que se refiere el presente proyecto es la de autoconsumo con excedentes con compensación no simplificada centrando la producción en el periodo P6 (opción del apartado 10.3.3).

CAPÍTULO 11. Análisis económico de la inversión.

Una vez se ha determinado (en el capítulo anterior) que la opción de autoconsumo a seguir para la instalación fotovoltaica del presente proyecto es la de autoconsumo con excedentes con compensación no simplificada, es el momento de hacer un análisis más detallado de la inversión y de los ahorros energéticos generados, y ver cuándo será posible recuperar la inversión realizada.

El primer paso es calcular de una forma más exhaustiva el ahorro económico anual que supondrá el demandar a la red menos cantidad de kWh.

Para ello hay que tener en cuenta que los módulos cada año se deterioran un poco (un 0,5% anual), y que no están disponibles todo el tiempo debido a operaciones de limpieza y mantenimiento (99% de disponibilidad), por lo que realmente, cada año la cantidad de energía que se pueda autoconsumir en los periodos de demanda/producción fotovoltaica, será menor.

El consumo anual de la planta se prevé que en los próximos años sea constante, ya que no hay planificada ninguna mejora energética en la IDAM. Por tanto se va a considerar que el consumo medio anual de la zona de la IDAM será constante y de 12.292.461 kWh.

Además, para calcular el ahorro se tendrá en cuenta el precio al que en el año 2017 la desaladora de Jávea paga la electricidad; 0,06626 €/kWh. Este precio, se actualizará cada año suponiendo un IPC anual del 2 %.

Producción año 0 (kWh)	607.854,72
Autoconsumido (kWh)	498.972,75
Excedentes (kWh)	108.881,97
Disponibilidad esperada	99,00%
Degradación del módulo esperada	0,50%
IPC	2,00%
Escalador de precio de la energía	0,00%
Precio de la energía en el año 2017 (€/kWh)	0,066260
Consumo de la IDAM en el año 2017 (kWh)	12.292.461

Tabla 30: Consideraciones para el cálculo del ahorro económico anual producido por el autoconsumo.

Donde:

- **Producción año 0 (kWh):** Es la producción que resulta de restar a la producción esperada ideal de 623.440,74 kWh, lo no producido por el hecho de que nada más instalados, los paneles parte de una eficiencia del 97,5 %.

- Autoconsumido (kWh): Cantidad de energía autoconsumida en el año cero.
- Excedentes (kWh): Cantidad de energía sobrante (vertida a red) en el año cero.
- Escalador de precios: Es una variable que se introduce por si se desea considerar en un determinado momento un aumento o descenso del precio del kWh.

Con todo lo anterior, los resultados de ahorro económico, como consecuencia del autoconsumo, son los siguientes:

Año	Ahorro Energético kWh	Consumo Red (kWh)	Ahorro Eco. (€)
0			
1	491.513,10	11.800.947,90	33.218,86 €
2	489.030,96	11.803.430,04	33.051,11 €
3	486.561,36	11.805.899,64	32.884,20 €
4	484.104,22	11.808.356,78	32.718,14 €
5	481.659,49	11.810.801,51	32.552,91 €
6	479.227,11	11.813.233,89	32.388,52 €
7	476.807,02	11.815.653,98	32.224,96 €
8	474.399,14	11.818.061,86	32.062,22 €
9	472.003,43	11.820.457,57	31.900,31 €
10	469.619,81	11.822.841,19	31.739,21 €
11	467.248,23	11.825.212,77	31.578,93 €
12	464.888,62	11.827.572,38	31.419,45 €
13	462.540,94	11.829.920,06	31.260,78 €
14	460.205,11	11.832.255,89	31.102,92 €
15	457.881,07	11.834.579,93	30.945,85 €
16	455.568,77	11.836.892,23	30.789,57 €
17	453.268,15	11.839.192,85	30.634,08 €
18	450.979,14	11.841.481,86	30.479,38 €
19	448.701,70	11.843.759,30	30.325,46 €
20	446.435,76	11.846.025,24	30.172,32 €
21	444.181,25	11.848.279,75	30.019,95 €
22	441.938,14	11.850.522,86	29.868,35 €
23	439.706,35	11.852.754,65	29.717,51 €
24	437.485,83	11.854.975,17	29.567,44 €
25	435.276,53	11.857.184,47	29.418,12 €

Tabla 31: Resultados del cálculo del ahorro económico anual producido por el autoconsumo.

Decir que se ha considerado un horizonte de análisis de 25 años porque es la vida útil que suelen tener las instalaciones fotovoltaicas (25 años es la garantía de los módulos solares).

A la vista de la Tabla 31, puede verse que el ahorro en cada año es considerable, con una media de 31.281 €. Así, cada uno de esos ingresos anuales habrá que tenerlos en cuenta a la hora de calcular el periodo de retorno de la inversión, ya que el dinero que no se gaste en consumir energía de red, podrá destinarse a pagar la instalación fotovoltaica (los primeros años, después será todo ahorro neto).

El segundo paso es calcular los parámetros económicos que dirán si la instalación fotovoltaica es rentable o no, y en cuánto tiempo se podrá recuperar la inversión. Estos parámetros económicos son

el VAN, el TIR y el Pay-Back (o Periodo de retorno de la inversión), los cuales se calcularán a partir de los flujos de caja de cada año.

Para ello se tendrán en cuenta las siguientes variables:

Inversión	298.480,22 €
Precio de O&M	5.000,00 €
Producción año 0	607.854,72
Autoconsumido (kWh)	498.972,75
Excedentes (kWh)	108.881,97
Disponibilidad esperada	99,00%
Degradación del módulo esperada	0,50%
IPC	2,00%
Escalador de precio de la energía	0,00%
Coste de Representante de Mercado	0,75%
Tasa de Descuento	3,00%

Tabla 32: Consideraciones para el cálculo de los flujos de caja y los parámetros económicos VAN, TIR y Pay-Back.

Con respecto a los valores que hay en la Tabla 30, hay nuevas variables como son:

- Inversión: Proviene del presupuesto del proyecto.
- Precio O&M: Precio de operación y mantenimiento. También se incluiría el precio del seguro de las placas.
- Coste de Representante de Mercado: Coste que se pagaría a la compañía comercializadora que comprase la energía. Se ha incluido un pequeño porcentaje, aunque es probable que ese porcentaje fuera menor o incluso nulo, pues la comercializadora de la energía que compra la planta desalinizadora es la propietaria de la misma.
- Tasa de Descuento: La tasa de descuento es el coste de capital que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. Se utiliza para para calcular el VAN.

Teniendo en cuenta la información de la Tabla 32 y los ahorros económicos de la Tabla 31, se obtiene:

	Último año (2018)	Últimos 2 años	Últimos 3 años	Últimos 5 años	Últimos 10 años	Últimos 14 años
VAN	267.539,86 €	267.526,81 €	252.852,17 €	251.867,13 €	247.434,43 €	252.218,93 €
TIR	10,08%	10,04%	9,73%	9,71%	9,60%	9,72%
Pay-Back	8,84	8,90	9,09	9,10	9,18	9,10

Tabla 33: Parámetros económicos de la inversión.

Las columnas de la tabla anterior hacen referencia a los diferentes precios medios por kWh que se ha considerado, para el último año, el medio de los dos últimos años, el precio medio de los tres últimos años, etc. El objetivo de estas comparativas es dar una visión global de la progresión que ha tenido el precio del kWh en lo últimos años y prever como podría variar en los próximos años.

Los flujos de caja que proporcionan los resultados de la Tabla 33 son los siguientes:

Carlos Ignacio Conesa Martínez
ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

		Precio Medio Ponderado de la Electricidad (€/MWh)					
		Último año (2018)	Últimos 2 años	Últimos 3 años	Últimos 5 años	Últimos 10 años	Últimos 14 años
		59,22 €	56,19 €	50,87 €	50,31 €	47,79 €	50,51 €
		Flujos de caja					
Año	Generación FV (kWh)	Ingreso Neto	Ingreso Neto	Ingreso Neto	Ingreso Neto	Ingreso Neto	Ingreso Neto
0		-298.480,22 €	-298.480,22 €	-298.480,22 €	-298.480,22 €	-298.480,22 €	-298.480,22 €
1	107.254,19	34.522,82 €	34.200,28 €	33.633,96 €	33.574,35 €	33.306,10 €	33.595,64 €
2	106.712,55	34.323,23 €	34.032,52 €	33.438,86 €	33.379,55 €	33.112,65 €	33.400,74 €
3	106.173,65	34.124,65 €	33.865,61 €	33.244,75 €	33.185,74 €	32.920,18 €	33.206,81 €
4	105.637,48	33.927,07 €	33.699,55 €	33.051,61 €	32.992,90 €	32.728,69 €	33.013,87 €
5	105.104,01	33.730,49 €	33.534,32 €	32.859,45 €	32.801,03 €	32.538,16 €	32.821,90 €
6	104.573,23	33.534,90 €	33.369,93 €	32.668,26 €	32.610,14 €	32.348,59 €	32.630,90 €
7	104.045,14	33.340,30 €	33.206,37 €	32.478,04 €	32.420,21 €	32.159,98 €	32.440,86 €
8	103.519,71	33.146,68 €	33.043,63 €	32.288,77 €	32.231,24 €	31.972,32 €	32.251,78 €
9	102.996,94	32.954,04 €	32.881,72 €	32.100,46 €	32.043,22 €	31.785,61 €	32.063,66 €
10	102.476,80	32.762,37 €	32.720,62 €	31.913,11 €	31.856,15 €	31.599,84 €	31.876,49 €
11	101.959,29	32.571,67 €	32.560,34 €	31.726,69 €	31.670,03 €	31.415,02 €	31.690,26 €
12	101.444,40	32.381,93 €	32.400,87 €	31.541,22 €	31.484,84 €	31.231,12 €	31.504,98 €
13	100.932,10	32.193,15 €	32.242,20 €	31.356,69 €	31.300,59 €	31.048,15 €	31.320,63 €
14	100.422,40	32.005,33 €	32.084,33 €	31.173,09 €	31.117,28 €	30.866,11 €	31.137,21 €
15	99.915,26	31.818,45 €	31.927,26 €	30.990,42 €	30.934,88 €	30.684,99 €	30.954,72 €
16	99.410,69	31.632,52 €	31.770,98 €	30.808,66 €	30.753,41 €	30.504,78 €	30.773,15 €
17	98.908,67	31.447,52 €	31.615,50 €	30.627,83 €	30.572,86 €	30.325,48 €	30.592,49 €
18	98.409,18	31.263,46 €	31.460,79 €	30.447,91 €	30.393,21 €	30.147,08 €	30.412,75 €
19	97.912,21	31.080,33 €	31.306,87 €	30.268,90 €	30.214,48 €	29.969,59 €	30.233,91 €
20	97.417,76	30.898,13 €	31.153,73 €	30.090,79 €	30.036,65 €	29.792,99 €	30.055,98 €
21	96.925,80	30.716,84 €	31.001,36 €	29.913,58 €	29.859,71 €	29.617,29 €	29.878,95 €
22	96.436,32	30.536,47 €	30.849,76 €	29.737,27 €	29.683,67 €	29.442,47 €	29.702,81 €
23	95.949,32	30.357,01 €	30.698,92 €	29.561,85 €	29.508,52 €	29.268,54 €	29.527,56 €
24	95.464,77	30.178,46 €	30.548,85 €	29.387,31 €	29.334,25 €	29.095,48 €	29.353,20 €
25	94.982,68	30.000,81 €	30.399,53 €	29.213,65 €	29.160,86 €	28.923,30 €	29.179,71 €

Tabla 34: Flujos de caja.

Puede verse, que en todos los casos, los valores de VAN, TIR y Pay-Back son positivos, sobre todo el del Pay-Back, pues cumple con el principal objetivo del proyecto de recuperar la inversión en menos de 10 años. Remarcar que se prevé que suba el precio de la energía en los próximos años, y por tanto podría ser posible que la inversión se recuperase antes de lo esperado.

Otra opción posible que no se ha planteado en este proyecto sería la de intentar alquilar un terreno colindante a la planta desalinizadora, actualmente sin actividad económica, e instalar más potencia fotovoltaica. Esta opción también haría, por economía de escala, que la inversión fuera más rentable.

No obstante, cabe decir que todos estos resultados son siempre aproximados y pueden tener una variación del 5-10 %, pues están basados en parámetros muy aleatorios, como la radiación solar, que dependerá de factores meteorológicos, o el precio del kWh, siempre cambiante y más aún en los tiempos que se avecinan.

CAPÍTULO 12: Solución final y conclusiones.

Tras analizar diversa información sobre las tecnologías desalinizadoras y fotovoltaica, puede afirmarse que la combinación de ambas para que la primera consuma la energía producida por la segunda, resultaría siempre de interés económico y ambiental. Por tanto, sería interesante plantear junto con el proyecto de un desaladora, el proyecto de una planta fotovoltaica que la autoabastezca, siempre y cuando se cumpla al menos una relación de 12,3 Wp instalados por cada m³ de agua potable producido (para plantas desalinizadoras medias/grandes).

Una vez analizados los consumos de la desaladora y sus curvas de carga, puede afirmarse que el régimen de funcionamiento de la planta está totalmente ajustado a sus posibilidades energéticas, en tanto en cuanto ésta consigue centrar su producción en los periodos en los que la energía es más barata.

Por otro lado, después de estudiar la viabilidad económica y espacial de diferentes posibilidades de instalación fotovoltaica (espacios disponibles, tipos de módulos e inversores, etc.) de autoconsumo, se ha conseguido determinar una opción óptima. Esta es la de diseñar y ejecutar, de acuerdo con todas las leyes, normativas y reglamentos vigentes, una instalación fotovoltaica restringida al espacio de las cubiertas de dos edificios de la planta, manteniendo la producción de agua potable de la desaladora en el periodo P6, y estableciendo la modalidad de autoconsumo con excedentes con compensación no simplificada.

De esta manera, con todo lo expuesto anteriormente, se concluye que la instalación fotovoltaica proyectada de 344,52 kWp podrá cumplir las expectativas del proyecto y permitir la recuperación de la inversión en menos de 10 años, alcanzando un ratio de 0,87€/Wp y consiguiendo una reducción de emisiones de CO₂a la atmósfera de 234.024 kg/año.

Análisis del consumo energético de una desaladora de 28.000 m³/día, y proyecto de una instalación solar fotovoltaica para su autoconsumo.

DOCUMENTO Nº2. PLIEGO DE CONDICIONES

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

ÍNDICE DEL PLEIEGO DE CONDICIONES

<i>CAPÍTULO 1. Normas generales para el montaje de la instalación.</i>	3
1.1 Técnico director de obra.....	4
1.2 Constructor o Instalador (Contratista).....	4
1.4 Presencia del constructor o instalador en la obra.....	5
1.5 Trabajos no estipulados expresamente.....	5
1.6 Interpretación, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto.....	5
1.7 Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa.	6
1.8 Faltas de personal.....	6
1.9 Caminos y accesos.	6
<i>CAPÍTULO 2. Plan de ejecución.</i>	6
<i>CAPÍTULO 3. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.</i>	8
<i>CAPÍTULO 4. Resumen de medidas contra incendios.</i>	8
<i>CAPÍTULO 5. Especificación de equipos y materiales.</i>	8
5.1 Módulos fotovoltaicos.....	9
5.2 Inversores.....	10
5.3 Estructura soporte.....	11
5.4 Cableado.....	12
5.5 Tubos de protección.....	13
5.6 Caja de conexiones y protecciones de DC.....	14
5.7 Conductores de puesta a tierra en el lado de DC y pica de puesta a tierra.....	15
5.8 Cuadro de conexiones y protecciones de AC.....	16
5.9 Equipo de monitorización.....	16

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Estructura soporte tipo vela para cubierta con módulos en horizontal e inclinación de 35° 11

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características principales módulo fotovoltaico TP672P-330 (Talesun)..... 9

Tabla 2: Características principales inversor INGECON Sun 3Play 100TL (Ingeteam). 10

Tabla 3: Características principales del cable de CC..... 12

PLIEGO DE CONDICIONES

CAPÍTULO 1. Normas generales para el montaje de la instalación.

1.1 Técnico director de obra

Corresponde al técnico director:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a las obras cuantas veces sea necesario a fin de resolver los problemas que se produzcan e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución técnica.
- Aprobar las certificaciones parciales de la obra y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Redactar cuando sea necesario el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el plan de seguridad y salud.
- Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente.
- Comprobar las instalaciones provisionales controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto y a las normas técnicas.
- Realizar o disponer las pruebas o ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribir el certificado final de la obra.

1.2 Constructor o Instalador (Contratista)

Corresponde al Constructor o Instalador:

- Organizar los trabajos, redactando los planes de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad e Higiene (según la normativa vigente en materia de seguridad e higiene del trabajo) de la obra y disponer en todo caso la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento.
- Suscribir con el técnico director el acta de replanteo de la obra.
- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar que todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen son idóneos, rechazando los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos requeridos por las normas de aplicación.
- Custodiar el Libro de órdenes y seguimiento de la obra.
- Facilitar al técnico director con antelación suficiente los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el promotor las actas de recepción provisional y definitivas.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

1.3 Verificación de los documentos del proyecto

Antes de dar comienzo a las obras, el Constructor o Instalador consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

1.4 Presencia del constructor o instalador en la obra

El constructor o Instalador viene obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá carácter de Jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas disposiciones competan a la contrata.

El incumplimiento de ésta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al Técnico para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

El Jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico Director en las visitas que haga a la obra, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

1.5 Trabajos no estipulados expresamente

Es obligación de la contrata el ejecutar cuando sea necesario la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de Proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Técnico Director dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hayan quedado.

El Contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que perceptivamente tienen que expedir las Delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones.

Son también por cuenta del Contratista, todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.

1.6 Interpretación, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente al Constructor o Instalador, estando este obligado a su vez a devolver los originales o las

copias, suscribiendo con su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Técnico Director.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por estos crea oportuno hacer el Constructor o Instalador, habrá de dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiera dictado, el cual dará al Constructor o Instalador, el correspondiente recibo, si este lo solicitase.

El Constructor o Instalador podrá requerir del Técnico Director, según sus respectivos cometidos, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

1.7 Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa.

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas ante la Propiedad si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en el Pliego de Condiciones. Contra disposiciones de orden técnico, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el Contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al Técnico Director, el cual no podrá limitar su contestación al acuse de recibo, que en todo caso será obligatoria para ese tipo de reclamaciones.

1.8 Faltas de personal.

El Técnico Director, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al Contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

1.9 Caminos y accesos.

El Constructor dispondrá por su cuenta los accesos a la obra y el cerramiento o vallado de ésta.

El Técnico Director podrá exigir su modificación o mejora.

Asimismo, el Constructor o Instalador se obligará a la colocación en lugar visible, a la entrada de la obra, de un cartel exento de panel metálico sobre estructura auxiliar donde se reflejarán los datos de la obra en relación al título de la misma, entidad promotora y nombres de los técnicos competentes, cuyo diseño deberá ser aprobado previamente a su colocación por la Dirección Facultativa.

CAPÍTULO 2. Plan de ejecución.

El Constructor o Instalador dará comienzo a las obras el 1 de Junio de 2019, y de acuerdo con lo exigido en el Contrato, deberán terminar en un plazo máximo de dos meses (31 de Julio de 2019).

Obligatoriamente y por escrito, deberá el Contratista dar cuenta al Técnico Director del comienzo de los trabajos al menos con tres días de antelación.

En general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la contrata, salvo en aquellos casos en los que, por circunstancias del orden técnico, estime conveniente su variación la Dirección Facultativa.

De acuerdo con lo que requiera la Dirección Facultativa, el Contratista General deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que les sean encomendados a todos los demás contratistas que intervengan en la obra. Ello sin perjuicio de las compensaciones económicas a que haya lugar entre Contratistas por utilización de medios auxiliares o suministros de energía u otros conceptos.

En caso de litigio, ambos Contratistas estarán a lo que resuelva la Dirección Facultativa.

Cuando sea preciso, por motivo imprevisto o por cualquier accidente, ampliar el Proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose según las instrucciones dadas por el Técnico Director en tanto se formula o se tramita el Proyecto Reformado.

El Constructor o Instalador está obligado a realizar con su personal y sus materiales cuanto la Dirección de las obras disponga para apeos, apuntalamiento, derribos, recalzos o cualquier otra obra de carácter urgente.

Si por causa de fuerza mayor o independiente de la voluntad del Constructor o Instalador, éste no pudiese comenzar las obras, tuviese que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del Técnico. Para ello, el Constructor o instalador expondrá, en escrito dirigido al Técnico, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originaría en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicita.

El Contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obra estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la Dirección Facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se le hubiesen proporcionado.

Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al Proyecto, a las modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entregue el Técnico al Constructor o Instalador, dentro de las limitaciones presupuestarias.

De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación de la instalación, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por triplicado, siendo entregados: uno al Técnico; otro a la Propiedad; y el tercero al Contratista, firmados todos ellos por los tres. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.

El Constructor debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las "Especificación de equipos y materiales" del Pliego de Condiciones, y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado también en dicho documento.

Por ello, y hasta que tenga lugar la recepción definitiva de la instalación fotovoltaica, es responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan existir por su mala gestión o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que le exima de responsabilidad el control que compete al Técnico, ni tampoco el hecho de que los trabajos hayan sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre serán extendidas y abonadas a buena cuenta.

Como consecuencia de lo anteriormente expresado, cuando el Técnico Director advierta vicios o defectos en los trabajos citados, que los materiales empleados o los aparatos colocados no reúnen las condiciones preceptuadas, ya sea en el curso de la ejecución de los trabajos o finalizados estos y para verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas sean retiradas y reinstaladas de acuerdo con lo contratado, y todas a expensas de la contrata. Si esta no estimase justa la decisión y se negase a la retirada y reinstalación o ambas, se planteará la cuestión ante la Propiedad, quien resolverá.

Si el Técnico tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la recepción definitiva, los ensayos, destructivos o no, que crea necesarios para reconocer los trabajos que suponga defectuosos.

Los gastos que se observen serán de cuenta del Constructor o Instalador, siempre que los vicios existan realmente.

CAPÍTULO 3. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.

Las instalaciones recibirán un uso adecuado y deberán ser accionadas por el personal encargado de ellas, los cuales deberán de conocer el funcionamiento y maniobra de los circuitos. No se manipulará la instalación eléctrica en carga; para las posibles reparaciones se desconectará toda la instalación. Las reparaciones que deban efectuarse serán siempre llevadas por personal cualificado perteneciente a empresas instaladoras eléctricas autorizadas. Cuando se sustituya algún material perteneciente a la instalación siempre se repondrá con material idéntico al que esté averiado, no permitiéndose la eliminación de ningún elemento de protección sin su sustitución adecuada por otro de iguales características. El propietario de la instalación establecerá un plan semestral de revisión y comprobación de la instalación para prevenir posibles riesgos. Estas revisiones deberán ser realizadas por empresas mantenedoras de instalaciones eléctricas debidamente autorizados por las Autoridades Administrativas competentes.

CAPÍTULO 4. Resumen de medidas contra incendios.

Se cumplirá con las normas que le afecten de la NBE-CPI-96, y en concreto se dispondrán de extintores en la sala de los inversores de forma que no haya una distancia de más de 15 m desde cualquier punto de esta al extintor más cercano.

CAPÍTULO 5. Especificación de equipos y materiales.

La instalación fotovoltaica que describe el presente proyecto cuenta, de forma general, con los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversores.
- Estructura soporte.
- Cableado.
- Tubos de protección.

- Caja de conexiones y protecciones de DC.
- Elementos de puesta a tierra.
- Cuadro de conexiones y protecciones de AC
- Equipo de monitorización.

5.1 Módulos fotovoltaicos

La instalación fotovoltaica del proyecto cuenta con un total de 1044 módulos fotovoltaicos de 330 Wp cada uno, dando lugar a una potencia instalada de 344,52 kW. La marca de los paneles es *Talesun*, y el modelo seleccionado el *TP672P-330*.

Las características principales de estos paneles son las siguientes:

Parámetros eléctricos	
Potencia nominal	330 Wp
Tolerancia de potencia	0 - 3 %
Tensión en el punto máxima potencia (Vmp)	37,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	8,76 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	45,9 V
Corriente de cortocircuito (Icc)	9,27 A
Eficiencia del módulo	17,0 %
Especificaciones mecánicas	
Peso	22 kg
Dimensiones	1960x992x40 mm
Condiciones de operación	
Tensión máxima	1000 V
Corriente máxima	15 A
Coefficiente de temperatura	
Coefficiente de temperatura en Pmax	-0,40 %/°C
NOCT	45 ± 2 °C
Otros	
Tipo de panel (Silicio)	Policristalino
Precio unitario	173,37 €

Tabla 1: Características principales módulo fotovoltaico TP672P-330 (Talesun).

Para conocer más características sobre este módulo, ver su ficha técnica en capítulo 1 del Anexo II.

En caso de instalar un módulo diferente, este deberá tener unas características principales similares a las descritas anteriormente, asegurando:

- Que la estructura soporte a utilizar seguirá siendo la diseñada para el presente proyecto.
- Que la energía entregada por los nuevos módulos será igual o superior (teóricamente) a la entregada por los módulos anteriores.
- Que el presupuesto de la partida de módulos no aumentará en más de un 3%.

Normativa aplicable al módulo:

El módulo propuesto está certificado por:

- IEC 61215 / IEC 61730 / UL 1703.
- ISO 9001:2008 Quality Management System.
- ISO 14001:2004 Environment Management System.
- OHSAS 18001:2007 Occupational Health and Safety Management System.

5.2 Inversores

Para transformar la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, se utilizarán 3 inversores trifásicos, de 110 kW cada uno, modelo *INGECON Sun 3Play 100TL*, de la casa *Ingeteam*.

Las características principales de este modelo de inversor son las siguientes:

Valores de Entrada (DC)	
Rango potencias	111,3 - 159,5 kWp
Rango de tensión MPPT	627 - 850 V
Tensión máxima	1.100 V
Corriente máxima	185 A
Corriente de cortocircuito	240 A
Entradas (STD/PRO)	1/24
Nº de MPPT	1
Valores de Salida (AC)	
Potencia nominal	110 kW
Corriente máxima	145 A
Tensión nominal	440 V
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Factor de potencia	1
THD	<3 %
Rendimiento	
Rendimiento máximo	99,1 %
Rendimiento europeo	98,5 %
Datos generales	
Consumo en stand-by	20 W
Consumo nocturno	1 W
Grado de protección	IP65
Otros	
Peso (STD/PRO)	75/78 kg
Dimensiones	905x720x315mm
Precio unitario	9.144,99 €

Tabla 2: Características principales inversor INGECON Sun 3Play 100TL (Ingeteam).

El resto de características pueden verse en la ficha técnica que hay en capítulo 2 el Anexo II.

En caso de instalar un inversor diferente, este deberá tener unas características principales similares a las descritas anteriormente, asegurando:

- Que el volumen del nuevo inversor (uno o varios) sea tal que permita su instalación en el habitáculo dispuesto para tal fin, junto a la sala de transformadores de la desalinizadora.
- Que los parámetros eléctricos de entrada del nuevo inversor (uno o varios) permitan conectar el número de paneles definido en el punto anterior (1044 paneles).
- Que los parámetros eléctricos de entrada del nuevo inversor (uno o varios) permitan entregar una energía eléctrica perfectamente adaptada (en frecuencia, tensión y corriente) a las necesidades de las cargas que se le conectan.
- Que el presupuesto de la partida de inversores no aumentará en más de un 3%.

5.3 Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos irán montados sobre estructuras de aluminio que irán fijadas a las cubiertas de dos edificaciones de la planta desalinizadora.

La estructura soporte empleada está fabricada por *SUNFER*, y concretamente se utilizará el modelo CHA915XL, apto para módulos de hasta 72 células con disposición horizontal.

En la cubierta del depósito de 16 Dm³, denominada “Cubierta 1”, se montarán un total de 729 paneles, repartidos en 27 filas de 27 módulos cada una. Al no haber disponibles estructuras soporte para más de 20 módulos, se pondrán 27 estructuras con capacidad para 7 módulos y 54 estructuras con capacidad para 10 módulos.

En la cubierta del edificio principal de la IDAM donde tiene lugar el proceso de ósmosis inversa, denominada “Cubierta 2”, se montarán un total de 315 paneles, repartidos en 21 filas de 15 módulos cada una. En este caso se colocaran un total de 21 estructuras con capacidad cada para 5 paneles y otras 21 estructuras con capacidad cada para 10 paneles.

Todas las estructuras soporte utilizadas serán de tipo vela, asegurando que el ángulo de inclinación entre los módulos y el plano horizontal de la cubierta sea de $\beta=35^\circ$.



Figura 1: Estructura soporte tipo vela para cubierta con módulos en horizontal e inclinación de 35°.

La estructura estará completamente fabricada en aluminio de alta calidad (Aluminio EN AW 6005A T6), y la tornillería y el resto de accesorios necesarios serán de acero inoxidable (Acero Inoxidable A2-70). Estas y otras características técnicas pueden comprobarse en el capítulo 3 del Anexo II.

5.4 Cableado

El dimensionado de los cables de la instalación se hará intentando minimizar al máximo las caídas de tensión en sus diferentes tramos. En este sentido, la caída de tensión máxima del cableado de DC correspondiente a un tramo entre string y caja de conexión será de 1,2%, y de un 0,3% para el tramo entre caja de conexión e inversor. En cuanto al tramo de AC (entre inversor y cuadro de protección), la caída de tensión máxima no superará el 1,5%. Esto porcentajes cumple con lo establecido en la ITC-BT-40 del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto (REBT).

Para el cable de string se empleará cable tipo FOTOVOLTAICO ZZ-F (AS), según la especificación EA0038 de AENOR. Se trata de un cable especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Habrá cable de tres secciones diferentes (4, 6 y 10 mm²), y el modelo concreto de cable seleccionado será el TOPSOLAR PV ZZ-F, de la casa Top Cable (Tabla 3). Si se elige otro cable, sus características deberán ser similares a estas. Se necesitarán: 375 m de cable de 4 mm², 2960 m de cable de 6 mm², y 3610 m de cable de 10 mm².

En cuanto al cable que va desde las cajas de conexión hasta los inversores, habrá de tres secciones diferentes (50, 70 y 95 mm²) y el modelo concreto elegido para todos ellos será el POWERFLEX RV-K, de la casa Top Cable (Tabla 3). Se necesitarán: 6 m de cable de 50 mm², 23 m de cable de 70 mm², y 24 m de cable de 95 mm².

CABLEADO DE DC	
Cables de string: 4, 6 y 10 mm²	
Designación normalizada	ZZ-F
Tensión nominal (KV _{CC})	1,8
Material del conductor	Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228
Aislamiento	Goma libre de halógenos tipo E16
Cubierta	Goma ignifugada tipo EM8, libre de halógenos
Rango temp. operación (°C)	-40 a +120
Resistencia a la intemperie	
No propagación de la llama	
Cables de CC a Inversor: 50, 70 y 95 mm²	
Designación normalizada	RV-K
Tensión nominal (KV _{CC})	0,6/1
Material del conductor	Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE/EN 60228
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta	PVC flexible
Rango temp. operación (°C)	-40 a +90
Apto para instalación a la intemperie, enterrado y entubado	
No propagación de la llama	

Tabla 3: Características principales del cable de CC.

Para el cable de la parte de AC se utilizará el mismo modelo que para el cable entre caja de conexión e inversor; es decir, el cable POWERFLEX RV-K, de la casa Top Cable. No obstante, por cada tramo de cableado de AC (tres tramos en total) habrá tres cables de 300 mm² de sección (uno por cada fase) y un cable de 50 mm² de sección para el neutro. Se necesitarán: 68 m de cable de 300 mm² y 22 m de cable de 50 mm².

Para más información sobre estos cables revisar sus fichas técnicas en el capítulo 4 del Anexo II.

Todas las líneas de cable estarán debidamente identificadas con los colores normalizados: marrón, negro y gris para las fases, azul para el neutro, y amarillo y verde para las puestas a tierra. Si se eligen otros cables, sus características deberán ser similares a las anteriores. En cualquier caso, los cables instalados tendrán que estar debidamente fijados para evitar caídas del personal de montaje y de mantenimiento de la instalación.

Normativa aplicable al cableado:

El cable ZZ-F propuesto está conforme con:

- Norma de referencia TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502.
- Norma EA 0038:2008
- UNE-EN 60332-1.
- UNE-EN 50267-1-2.
- UNE-EN 61034.
- NFC 32-070 (C2).
- IEC 60332-1.
- IEC 60754-1-2.
- IEC 61034.

El cable RV-K propuesto está conforme con:

- Norma de referencia IEC 60502-1 - UNE 21123-2.
- UNE-EN 60332-1.
- IEC 60332-1.
- ITC 9/20/30.

5.5 Tubos de protección

Tanto el cableado de DC que va desde las cajas de conexión hasta los inversores como el cableado de AC que va desde los inversores hasta el cuadro de protecciones de AC, ira por dentro de tubos de protección.

El tubo empleado para los dos casos será el mismo: tubos de doble pared con la capa exterior corrugada y la interior lisa, fabricadas en PE de alta densidad, de la casa Revi. Para el tramo de DC el tubo será verde y de 160 mm de diámetro exterior, y para el tramo de AC, rojo y de 250 mm de diámetro exterior. Se necesitarán: 22 m de tubo de 160 mm y 11 m de tubo de 250 mm.

El resto de información técnica sobre este tubo puede verse en su ficha técnica en el capítulo 5 del Anexo II.

5.6 Caja de conexiones y protecciones de DC

Este elemento de la instalación eléctrica debe agrupar las líneas de cada uno de los strings del campo fotovoltaico y albergar los elementos de protección necesarios para la parte de DC. En total habrá tres de estas cajas, cada una de las cuales dispondrá de los siguientes dispositivos:

5.6.1 Pletinas para conexión de cables

Son elementos conductores, normalmente planos y de cobre, a los que se conectan los distintos cables que acometen a la caja de conexiones. En este caso se utilizarán para servir de punto de unión de los diferentes strings, y por lo tanto deberán ser capaces de soportar las corrientes suma de todos ellos.

Así, dentro de una caja de conexiones, habrá una pletina para el polo positivo y otra para el polo negativo. En consecuencia, se necesitará un total de 6 pletinas.

Según la caja de conexión que sea, cada pletina deberá soportar $N_p \cdot I_{sc}$ amperios. Para una caja de conexión la intensidad a soportar por las pletinas será $19 \times 9,27 = 176,13$ A, y para las otras dos, que son iguales, $15 \times 9,27 = 139,05$ A.

Además harán falta uniones pletina-cable, que permitan fijar los cables a las pletinas. Esto se conseguirá mediante terminales de presión con tornillos de latón (ver ficha técnica en el Anexo II, capítulo 6).

5.6.2 Fusibles y portafusibles

Las tres cajas de conexiones con las que cuenta la instalación fotovoltaica (una por inversor), deberán disponer de fusibles que protejan la instalación eléctrica de sobreintensidades y cortocircuitos.

Habrá un fusible por cada polo de los cables de string (uno para el positivo y otro para el negativo). Por tanto habrá un total de 98 fusibles (30+30+38).

En concreto se utilizarán fusibles cilíndricos gPV, de 10x85, del fabricante DF Electric. Las corrientes nominales de los fusibles serán de 10, 16 y 25 A. Los fusibles de 10 y 16 A tendrán una tensión nominal 1500 V, mientras que la de los fusibles de 25 A será de 1200 V. Se necesitarán: 8 fusibles de 10 A, 50 fusibles de 16 A y 40 fusibles de 25 A.

En cuanto a los portafusibles, estos serán modelo PML, también de DF Electric. Estos son portafusibles adecuados para utilizar con fusibles cilíndricos de 10x85. Son de un polo, así que se necesitarán un total de 98 portafusibles (30+30+38).

El resto de información técnica sobre los fusibles y sobre los portafusibles, puede comprobarse en sus fichas técnicas, en el capítulo 7 del Anexo II.

5.6.3 Descargador de sobretensiones

Se trata de un dispositivo capaz de derivar a tierra los excesos de tensión que puedan darse en la instalación como consecuencia de caídas de rayos, directas o indirectas.

Aunque los inversores ya tengan este tipo de protecciones incluidas, se recomienda su instalación antes de los mismos para aumentar el nivel de seguridad, y para evitar que se activen los descargadores de los inversores e impedir así que estos dejen de trabajar.

En el caso actual se van a instalar tres descargadores de tensiones (uno por caja de conexión), de Tipo 2, modelo DG M YPV 1200 FM, de la casa DEHNguard. Estos dispositivos cuentan con una intensidad nominal de descarga, a $8/20\mu\text{s}$, de 20 kA, un nivel de protección $U_p \leq 4\text{kV}$, una tensión nominal de 1000 V, y una tensión máxima de trabajo 1170 V.

El resto de información técnica de estos descargadores puede verse en el capítulo 8 del Anexo II, en su ficha técnica.

5.6.4 Interruptores de corte

Son los interruptores que permitirán seccionar cada string, aun estando estos en carga, cuando sea necesario. Se coloca uno por string, por lo que en una caja habrá 19 interruptores de corte, y en las otras dos 15.

Además, en cada caja hay que colocar un interruptor que permita desconectar manualmente todos los strings a la vez, y no uno a uno como los interruptores anteriores.

5.6.5 Prensaestopas

Se trata de elementos de plástico que sirven para tapar el hueco queda entre caja de conexión y cables cuando estos se meten a la misma. Su función es la de evitar que pueda entregar agua u otros agentes externos en el interior de la caja de conexiones.

Los prensaestopas que se instalarán serán del modelo GADI 363, del fabricante Gaestopas. Estos son de poliamida, con grado de protección IP68 y resistencia hasta 5 bar de presión.

El resto de información técnica sobre estos prensaestopas está en la ficha técnica del capítulo 9 del Anexo II.

5.7 Conductores de puesta a tierra en el lado de DC y pica de puesta a tierra

Se trata de dispositivos que se instalan para evitar que personas y equipos puedan resultar dañados cuando se produzcan corrientes de defecto. Su objetivo es el de proporcionar caminos de circulación para las corrientes de defecto más fáciles que los que podrían ofrecer determinados equipos o una persona que esté tocando una masa.

De acuerdo con lo establecido en el capítulo 8 del Anexo I (ver detalle sobre las características del sistema de puesta a tierra elegido), se van a colocar cables de puesta a tierra de 4, 6 y 10 mm². Estos conductores se conectan a los diferentes string de la instalación fotovoltaica, y más concretamente a sus masas, que son los marcos de aluminio de los paneles y las estructuras soporte. Los cables de puesta a tierra instalados serán modelo H07-V, del fabricante KLK.

Todos los cables de puesta a tierra deben ser de cobre, con material aislante de recubrimiento de color amarillo-verde.

Todos los conductores anteriores de puesta a tierra se conectarán a un único punto, formando así un punto de tierra común que seguidamente irá conectado a una pica de acero cobreado. La pica de acero cobreado elegida tiene 18,2 mm de diámetro y 2 m de longitud, y es de la casa Sofamel.

El resto de características técnicas de la pica pueden verse en su ficha técnica, en el capítulo 10 del Anexo II.

5.8 Cuadro de conexiones y protecciones de AC.

Las líneas de corriente alterna que salen de los inversores van a parar a la sala de transformadores de la planta desalinizadora. Allí, estos conductores acometerán al cuadro de conexiones de AC, el cual se conecta con el Cuadro de Baja Tensión (CBT) de la planta. Desde este CBT sale la línea general de alimentación (LGA) de la planta a 400 V.

Por tanto, ante la nueva llegada de cables de corriente alterna al cuadro de conexiones de AC, habrá que añadir un par de elementos que permitan proteger la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos y frente a corrientes residuales (derivaciones a tierra). Estos elementos serán un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial.

El interruptor magnetotérmico que se instalará es el modelo DPX³, de la casa Legrand. Tiene una corriente nominal de 160 A, un poder de corte de 16 kA y cuenta con 4 polos. Además tienen una sensibilidad, para su función diferencial, de 300 mA.

La ventaja de estos interruptores automáticos DPX³ es que tienen incluida la función diferencial, tal y como asegura el fabricante, sin necesidad de añadir un bloque externo. En total se instalarán tres de estos interruptores (uno por cada salida trifásica de inversor), que equivaldría a instalar tres magnetotérmicos y tres diferenciales, pero consiguiendo un ahorro importante. Esto es posible gracias a que las características requeridas de corriente nominal y poder de corte son iguales para uno y otro.

Para más información técnica sobre estos interruptores, ver el capítulo 11 del Anexo II.

5.9 Equipo de monitorización

Un equipo de monitorización es una combinación de dispositivos de comunicaciones, medición y software que permite hacer un seguimiento exhaustivo del estado de funcionamiento de la instalación, tanto desde la propia ubicación de los sistemas como desde casa a través de internet. Suelen estar formados por un medidor de energía o vatímetro, y por una tarjeta de comunicaciones que pueda conectar este con el inversor y con un servidor de red, todo ello gestionado por medio de un software específico.

Un vatímetro es un dispositivo que permite obtener información sobre el funcionamiento de la instalación fotovoltaica en tiempo real, además de funcionar como medidor bidireccional. En este caso, se va a instalar un vatímetro trifásico, modelo EM24DIN, de la casa Carlo Gavazzi. Este vatímetro proporcionará información sobre la cantidad de energía autoconsumida y vertida a red, así como datos de la producción eléctrica del campo fotovoltaico en tiempo real, potencia y corriente del inversor, etc. Para conocer más datos sobre el vatímetro, ver su ficha técnica en el capítulo 12 del Anexo II.

Por otro lado, se instalará en cada inversor una tarjeta de comunicaciones INGECON SUN EMS Board, de Ingeteam. Esta tarjeta permite aumentar el ratio de autoconsumo de cualquier instalación,

ajustando la producción energética y el consumo. Además, actuará como centro de comunicaciones, intercambiando información con los convertidores de potencia y con el vatímetro por Wi-Fi, Ethernet o RS-485 para conocer en todo momento la cantidad de energía intercambiada con la red. La ficha técnica de ese dispositivo se encuentra también en el capítulo 12 del Anexo II.

El acceso a toda esa información y la programación del vatímetro será posible gracias al software INGECON SUN EMS Tools; gestor inteligente que permite monitorizar el conjunto de la instalación y gestionar todos los flujos de energía. Así, el usuario puede ver no sólo los datos de producción energética diaria, mensual o anual, sino también los datos de consumo y de almacenamiento de energía si lo hubiera.

Con el equipo de monitorización definido, se puede programar la instalación para que el autoconsumo sea con vertido a red o con vertido cero, según se desee.

Análisis del consumo energético de una desaladora de 28.000 m³/día, y proyecto de una instalación solar fotovoltaica para su autoconsumo.

DOCUMENTO Nº3. PRESUPUESTO

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

<i>Presupuesto Parcial</i>	3
CAPÍTULO 1. Equipo Solar.	3
CAPÍTULO 2. Cableado.	3
CAPÍTULO 3. Tubos de protección y material menor.	4
CAPÍTULO 4. Protecciones y maniobra DC.	4
CAPÍTULO 5. Protecciones y maniobra AC.	5
CAPÍTULO 6: Puesta a tierra.	5
CAPÍTULO 7: Equipo de monitorización.	5
CAPÍTULO 8: ESS, obra civil, instalación y trámites.	6
<i>Presupuesto de ejecución material.</i>	7
<i>Presupuesto de ejecución por contrata.</i>	8

PRESUPUESTO

Presupuesto Parcial

CAPÍTULO 1. Equipo Solar.

Nº	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
1.1	Módulo solar Talesun, modelo TP672P-330.	1.044	173,37	180.998,28
	Descuento por pedido grande	40%	72.399,31	
	Total Ud...:			108.598,97
1.2	Inversor Ingeteam, modelo INGECON Sun 3Play 100TL.	3	9.144,99	27.434,97
	Total Ud...:			27.434,97
1.3	Estructura soporte fabricada por Sunfer, modelo CHA915XL.	112		60.215,00
	Estructuras capacidad 5 módulos	21	315,00	6.615,00
	Estructuras capacidad 7 módulos	27	480,00	12.960,00
	Estructuras capacidad 10 módulos	64	635,00	40.640,00
	Descuento por pedido grande	20%	12.043,00	
	Total Ud...:			48.172,00
	Total Presupuesto parcial capítulo 1 Equipo Solar:			184.205,94

CAPÍTULO 2. Cableado.

Nº	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
2.1	Cable TOPSOLAR PV ZZ-F, de la casa Top Cable.			
	Cable de 4 mm2	375	1,03	386,25
	Cable de 6 mm2	2.960	2,06	6.097,60
	Cable de 10 mm2	3.610	3,09	11.154,90
	Total Ud...:			17.638,75
2.1	Cable POWERFLEX RV-K, de la casa Top Cable.			
	Cable de 50 mm2	28	6,63	185,64
	Cable de 70 mm2	23	9,01	207,23
	Cable de 95 mm2	24	11,43	274,32
	Cable de 300 mm2	68	39,28	2.671,04
	Total Ud...:			3.338,23
	Total Presupuesto parcial capítulo 2 Cableado:			20.976,98

CAPÍTULO 3. Tubos de protección y material menor.

Nº	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
3.1	Tubos de doble pared con la capa exterior corrugada y la interior lisa fabricadas en PE de alta densidad, de 160 mm de diámetro exterior, color verde.	22	8,03	176,66
	Total Ud...:			176,66
3.2	Tubos de doble pared con la capa exterior corrugada y la interior lisa fabricadas en PE de alta densidad, de 250 mm de diámetro exterior, color rojo.	11	22,88	251,68
	Total Ud...:			251,68
3.3	Material menor: prensaestopas, terminales de compresión, abrazaderas, etc.	1	571,67	571,67
	Total Ud...:			571,67
	Total Presupuesto parcial capítulo 3 Tudos de protección y material menor:			1.000,01

CAPÍTULO 4. Protecciones y maniobra DC.

Nº	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
4.1	Fusible cilíndrico gPV, de 10x85, de DF Electric.			
	Fusibles de In=10 A (Vn 1500 V)	8	9,80	78,40
	Fusibles de In=16 A (Vn 1500 V)	50	9,80	490,00
	Fusibles de In=25 A (Vn 1200 V)	40	9,80	392,00
	Total Ud...:			960,40
4.2	Portafusibles cilíndrico (10x85) modelo PML, de DF Electric.	98	6,81	667,38
	Total Ud...:			667,38
4.3	Descargador de sobretensiones Clase II, modelo DG M YPV 1200 FM, de la casa DEHNguard.	3	139,00	417,00
	Total Ud...:			417,00
4.4	Interruptor de corte de string	49	52,61	2.577,89
	Total Ud...:			2.577,89
4.5	Interruptor de corte general DC.	3	365,49	1.096,47
	Total Ud...:			1.096,47

4.6 Estructura caja de conexiones.	3	230,50	691,50
Total Ud...:			691,50

Total Presupuesto parcial capítulo 4

Protecciones y maniobra DC: 6.410,64

CAPÍTULO 5. Protecciones y maniobra AC.

Nº	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
5.1	Interruptor magnetotérmico y diferencial modelo DPX3, de Legrand. Corriente nominal de 160 A, poder de corte de 16 kA, 4 polos, y sensibilidad de 300 mA.	1	211,75	211,75
	Total Ud...:			211,75

5.2 Estructura cuadro de protecciones.	1	230,50	230,50
Total Ud...:			230,50

Total Presupuesto parcial capítulo 5

Protecciones y maniobra AC: 442,25

CAPÍTULO 6: Puesta a tierra.

Nº	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
6.1	Cableado de puesta a tierra, amarillo-verde, modelo H07-V, de KLK.			
	Cable de 4 mm ²	187,5	0,88	165,00
	Cable de 6 mm ²	1.480	1,30	1.924,00
	Cable de 10 mm ²	1.805	1,57	2.833,85
	Total Ud...:			4.922,85

6.2 Pica de puesta a tierra, de acero cobreado, de 18,2 mm de diámetro y 2 m de longitud, de la casa Sofamel.	1	30,00	30,00
Total Ud...:			30,00

Total Presupuesto parcial capítulo 6 Puesta a tierra: 4.952,85

CAPÍTULO 7: Equipo de monitorización.

Nº	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
7.1	Vatímetro trifásico, modelo EM24din, de Carlo Gavazzi.	3	243,06	729,18
	Total Ud...:			729,18

7.2	Tarjeta de comunicaciones INGECON SUN EMS Board, de Ingeteam.	3	308,08	924,24
	Total Ud...:			924,24
	Total Presupuesto parcial capítulo 7 Equipo de monitorización:			1.653,42

CAPÍTULO 8: ESS, obra civil, instalación y trámites.

Nº	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
8.1	Estudio de seguridad y salud (ESS) realizado por el Técnico Director de Obra.	1	200,00	200,00
	Total Ud...:			200,00
8.2	Obra civil. Zanja para la cableado de DC entre caja de conexión e inversor, y cableado de AC entre inversor y cuadro de protecciones de AC. 0,4x0,7 m.	33	12,90	425,70
	Total Ud...:			425,70
8.3	Trabajos de instalación, adquisición, logística, puesta en servicio y arranque.	2	3.600,00	7.200,00
	Total Ud...:			7.200,00
8.4	Trámites varios (licencias, solicitudes, registro de la instalación fotovoltaica, etc).	1	2.000,00	2.000,00
	Total Ud...:			2.000,00
	Total Presupuesto parcial capítulo 8 ESS, obra civil, instalación y trámites:			9.825,70

Presupuesto de ejecución material.

RESUMEN CAPÍTULOS

Capítulo 1: Equipo Solar	184.205,94
Capítulo 2: Cableado	20.976,98
Capítulo 3: Tubos de protección y material menor	1.000,01
Capítulo 4: Protecciones y maniobra DC	6.410,64
Capítulo 5: Protecciones y maniobra AC	442,25
Capítulo 6: Puesta a tierra	4.952,85
Capítulo 7: Equipo de monitorización	1.653,42
Capítulo 8: ESS, obra civil, instalación y trámites	<u>9.825,70</u>
Total...:	229.467,78

“El presupuesto total de ejecución material del proyecto asciende a la expresada cantidad de DOSCIENTOS VIENTINUEVE MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y SIETE EUROS CON SETENTA Y OCHO CÉNTIMOS (229.467,78 €)”.

Presupuesto de ejecución por contrata.

RESUMEN CAPÍTULOS

Capítulo 1: Equipo Solar	184.205,94
Capítulo 2: Cableado	20.976,98
Capítulo 3: Tubos de protección y material menor	1.000,01
Capítulo 4: Protecciones y maniobra DC	6.410,64
Capítulo 5: Protecciones y maniobra AC	442,25
Capítulo 6: Puesta a tierra	4.952,85
Capítulo 7: Equipo de monitorización	1.653,42
Capítulo 8: ESS, obra civil, instalación y trámites	<u>9.825,70</u>
Total...:	229.467,78
6,5% Gastos generales	14.915,41
1% Beneficio industrial	2.294,68
Total.....	246.677,87
<u>21 % IVA</u>	<u>51.802,35</u>
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	298.480,22

“El presupuesto total de ejecución por contrata del proyecto asciende a la expresada cantidad de DOSCIENTOS NOVENTA Y OCHO MIL CUATROCIENTOS OCHENTA ERUROS CON VIENTIDOS CÉNTIMOS (298.480,22 €)”.

Análisis del consumo energético de una desaladora de 28.000 m³/día, y proyecto de una instalación solar fotovoltaica para su autoconsumo.

DOCUMENTO Nº4. PLANOS

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

ÍNDICE DE PLANOS

Plano N°1: Situación desaladora.

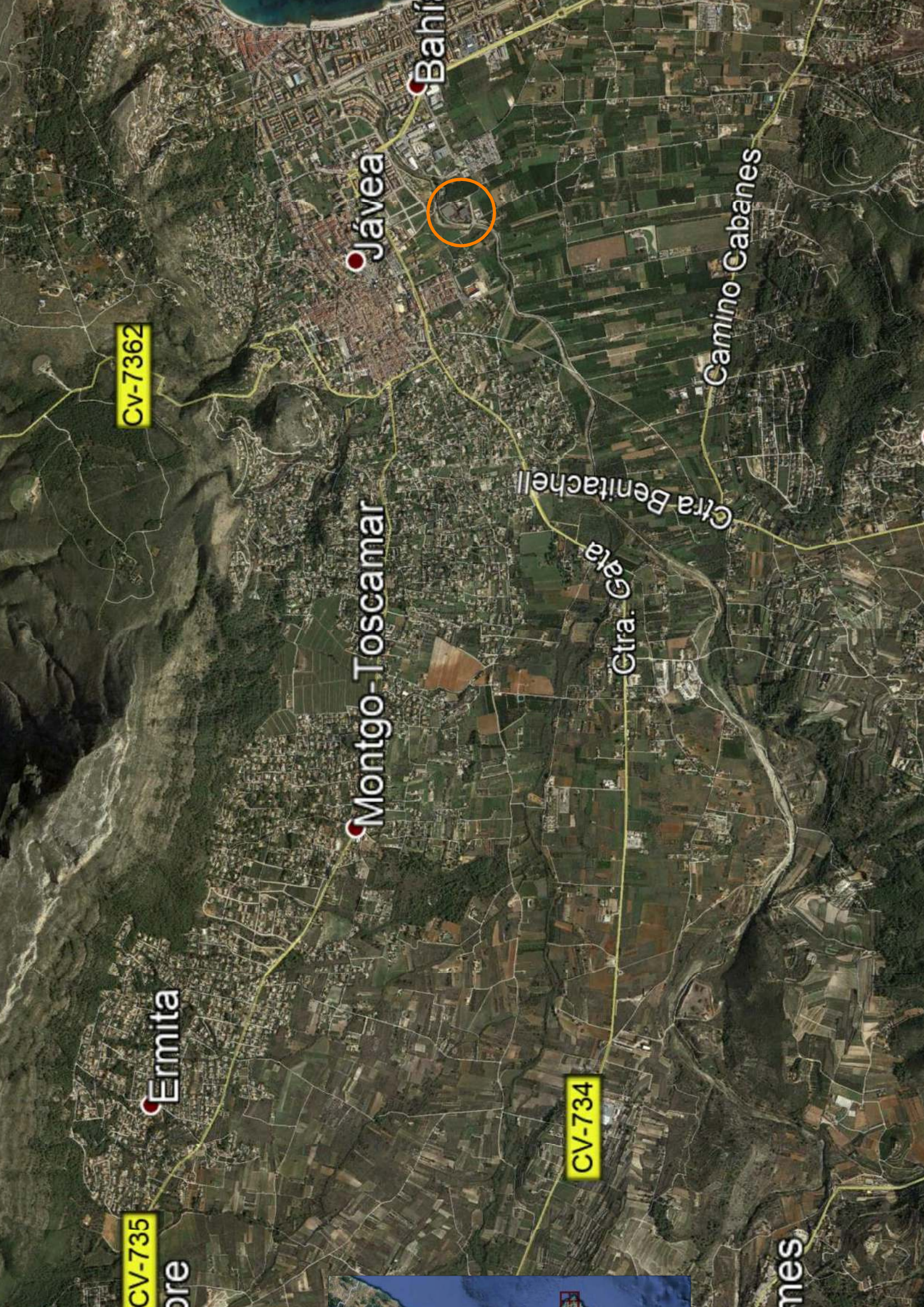
Plano N°2: Emplazamiento desaladora.

Plano N°3: Distribución eléctrica general de la Instalación Fotovoltaica.

Plano N°4: Distribución eléctrica de la CUBIERTA 1.

Plano N°5: Distribución eléctrica de la CUBIERTA 2.

Plano N°6: Esquema Unifilar Instalación Fotovoltaica.



CV-7362

Jávea

Bahiá



Montgo-Toscamar

Ermita

CV-735

ore

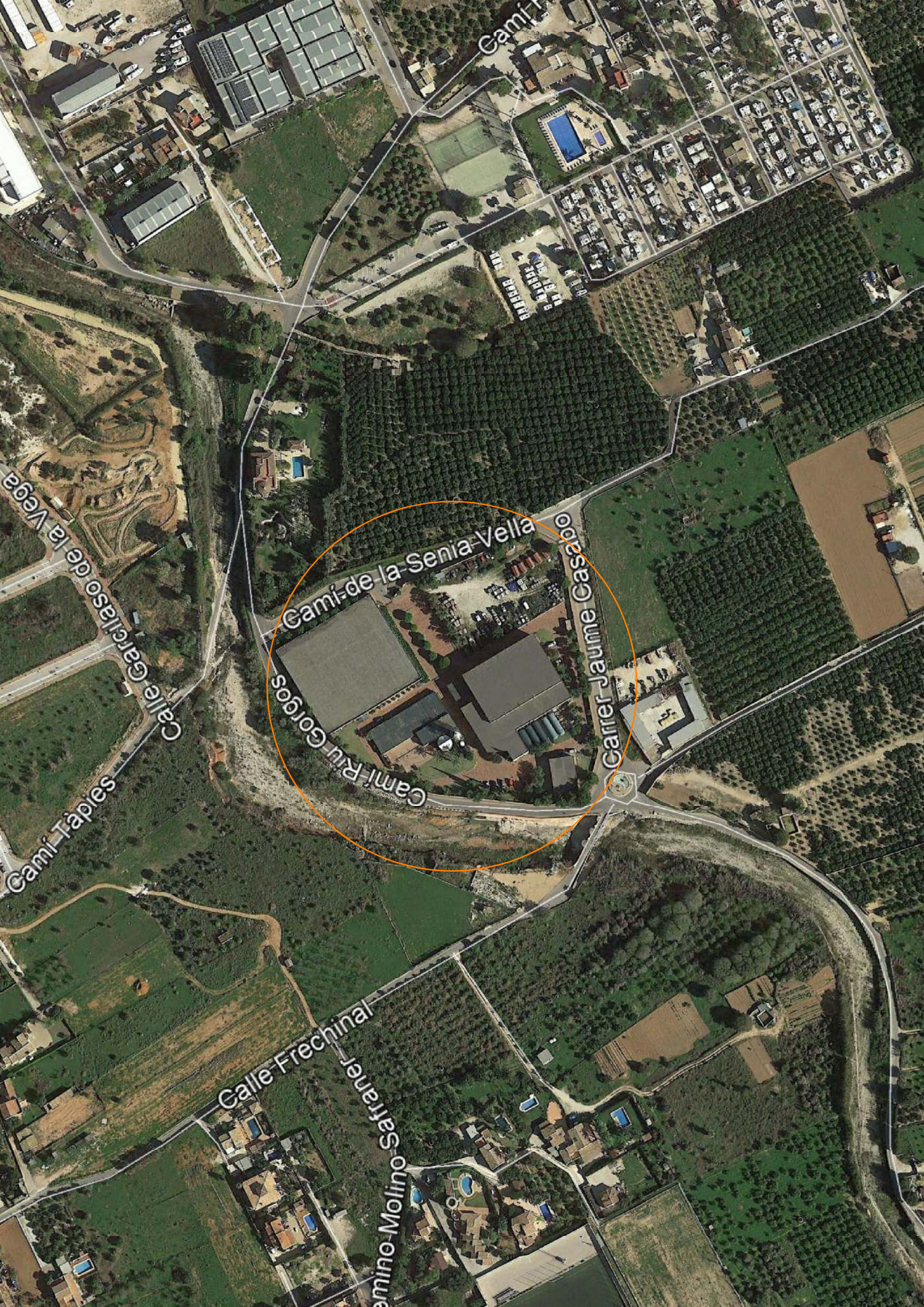
CV-734

Ctra Benitachell

Ctra. Gata

Camino Cabanes

mes



Cami de la Senia Vella

Cami de la Senia Vella

Cami Riu Gorges








Carrer Jaume Casado

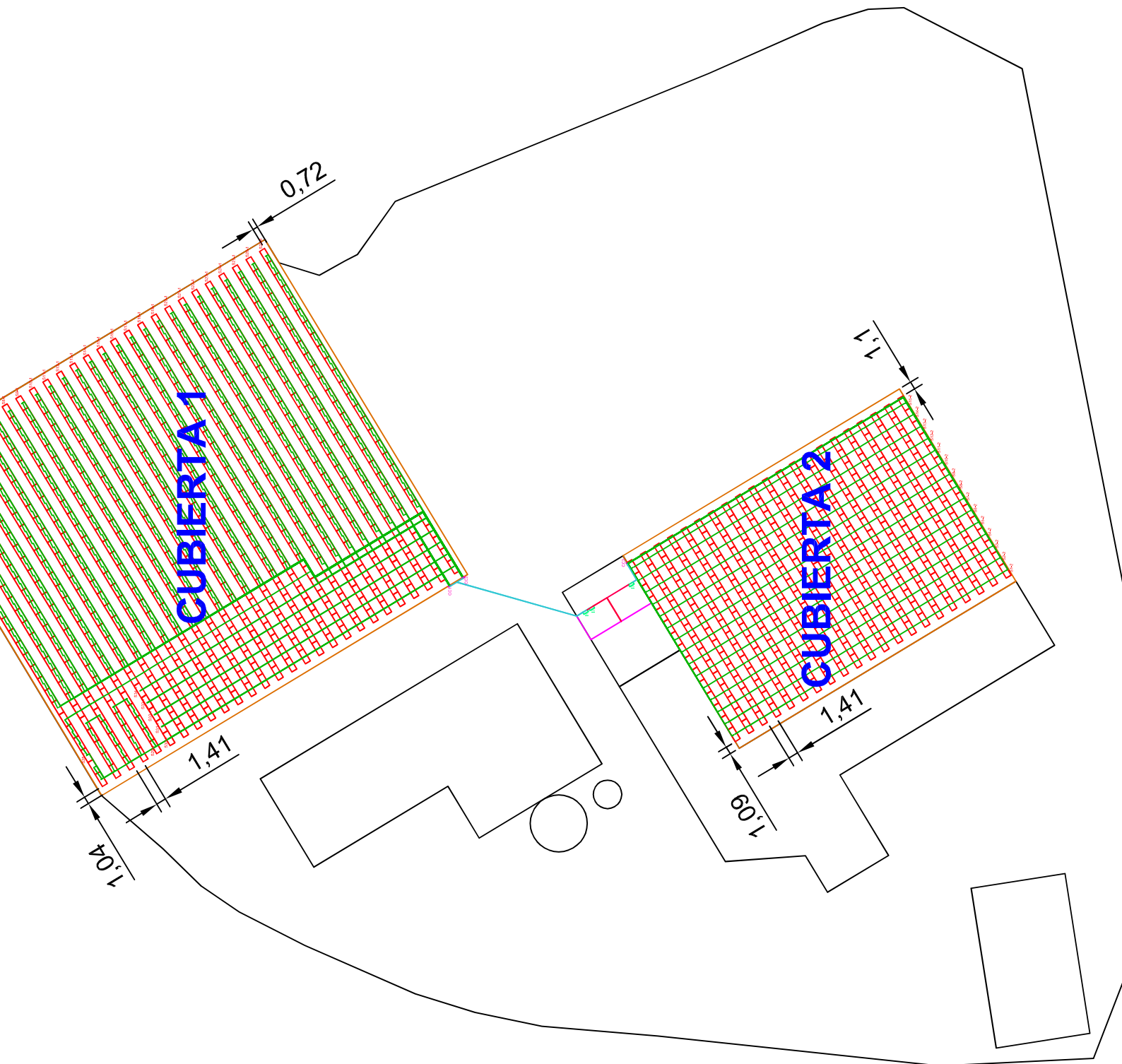
Cami Tapies

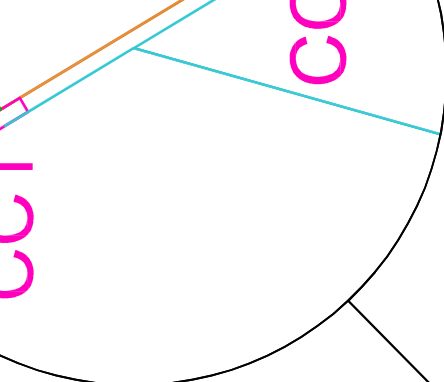
Calle Garliso de la Vega

Calle Frechinal

Camino Molino Safraner

	CUBIERTAS
	PANELES Y ST
	CAJA DE CONE
	INVERSORES (
	CABLEADO DC
	CABLEADO DC
	CABLEADO D



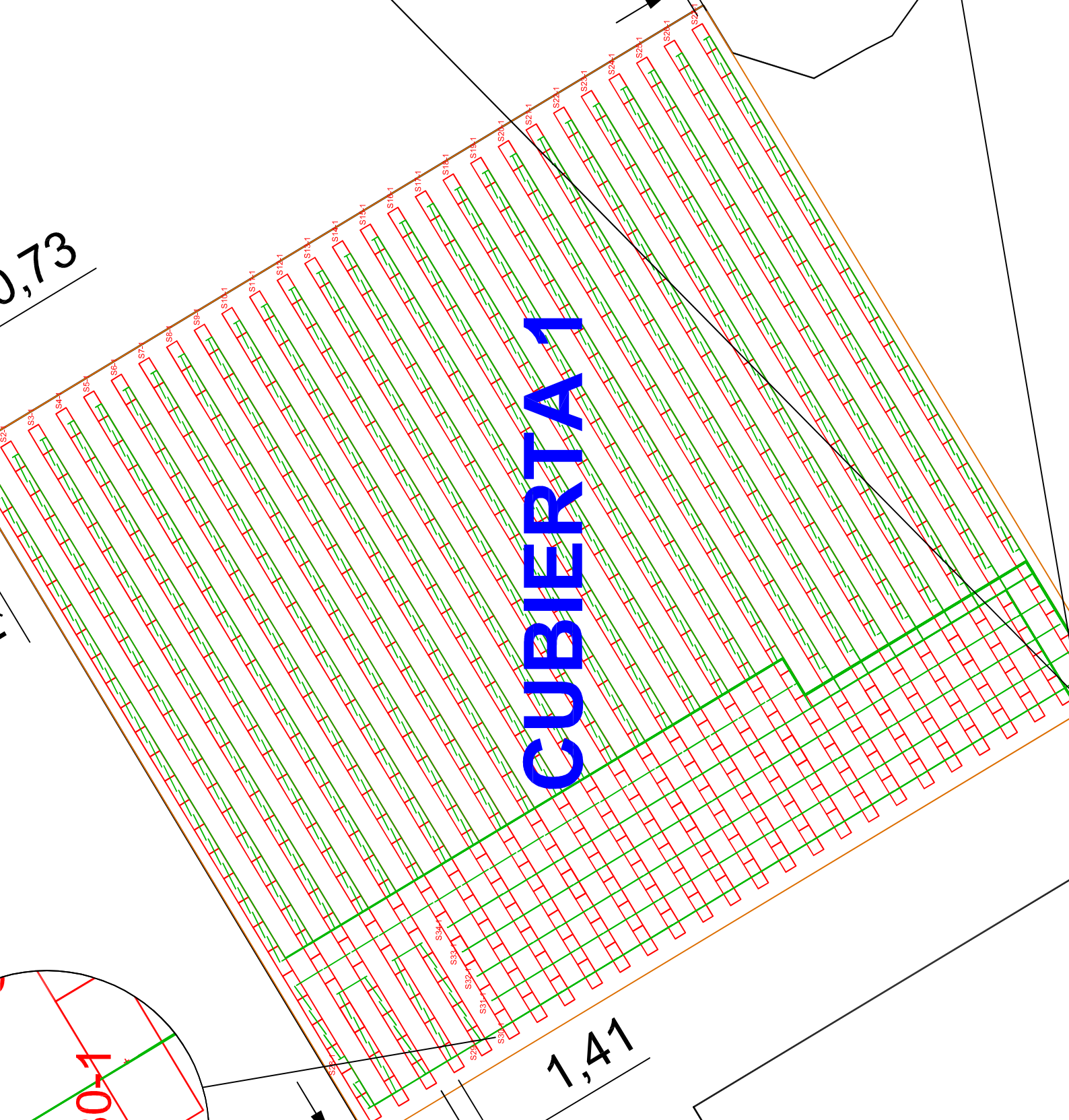


Detalle Cajas de Con

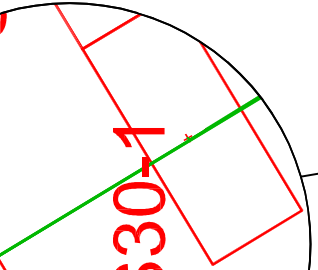
Detalle cab
entrando a

0,72

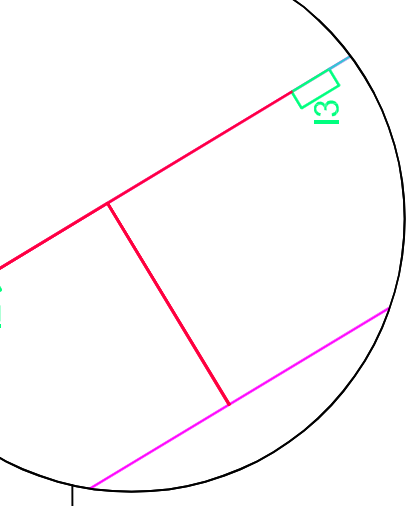
0,73



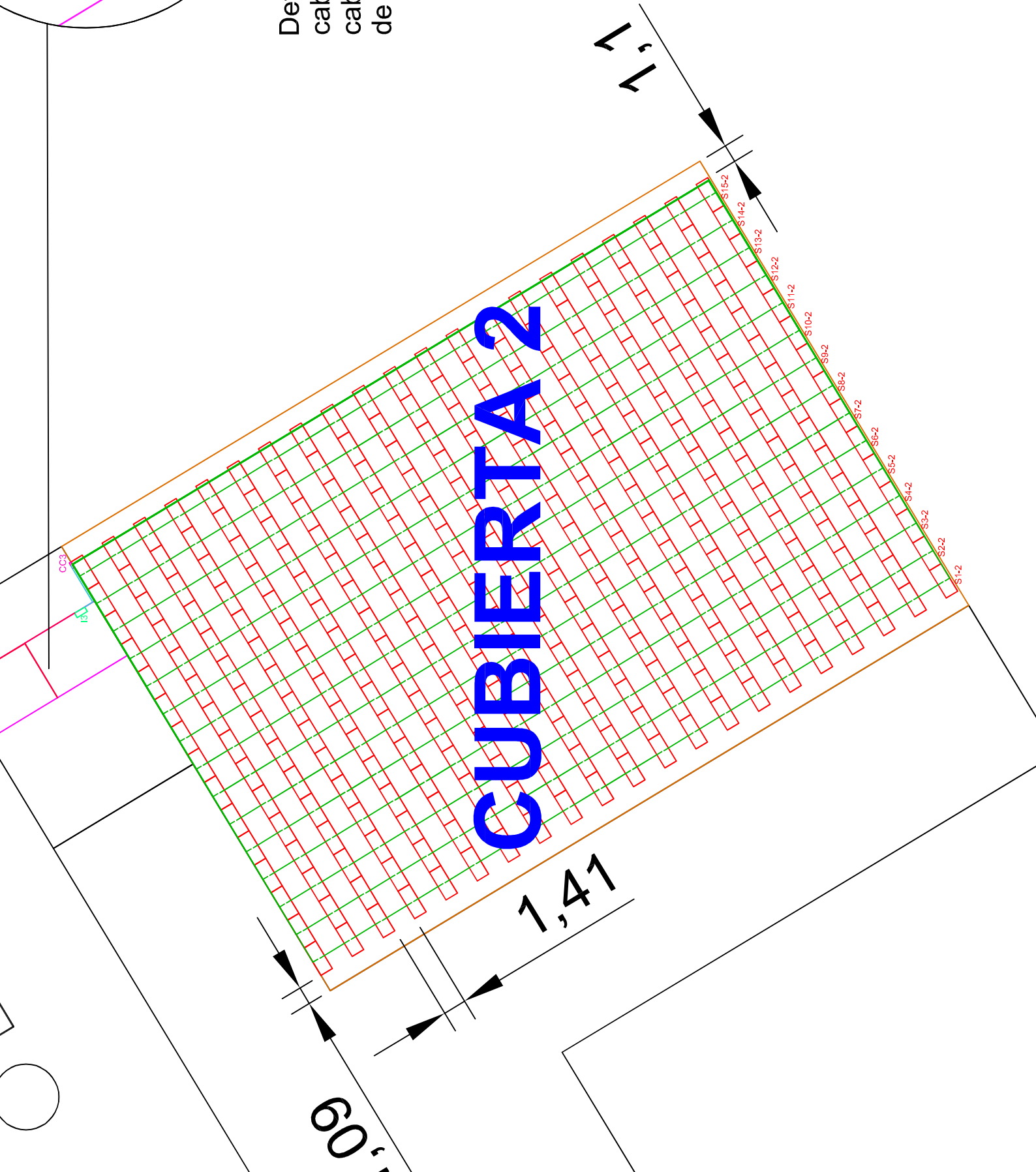
CUBIERTA 1



1,41



Detalle de sala de inversores
cableado DC entre CC e I,
cableado de AC de inversores
de transformadores.

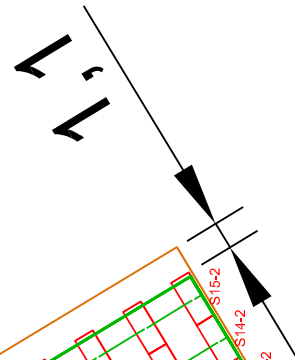


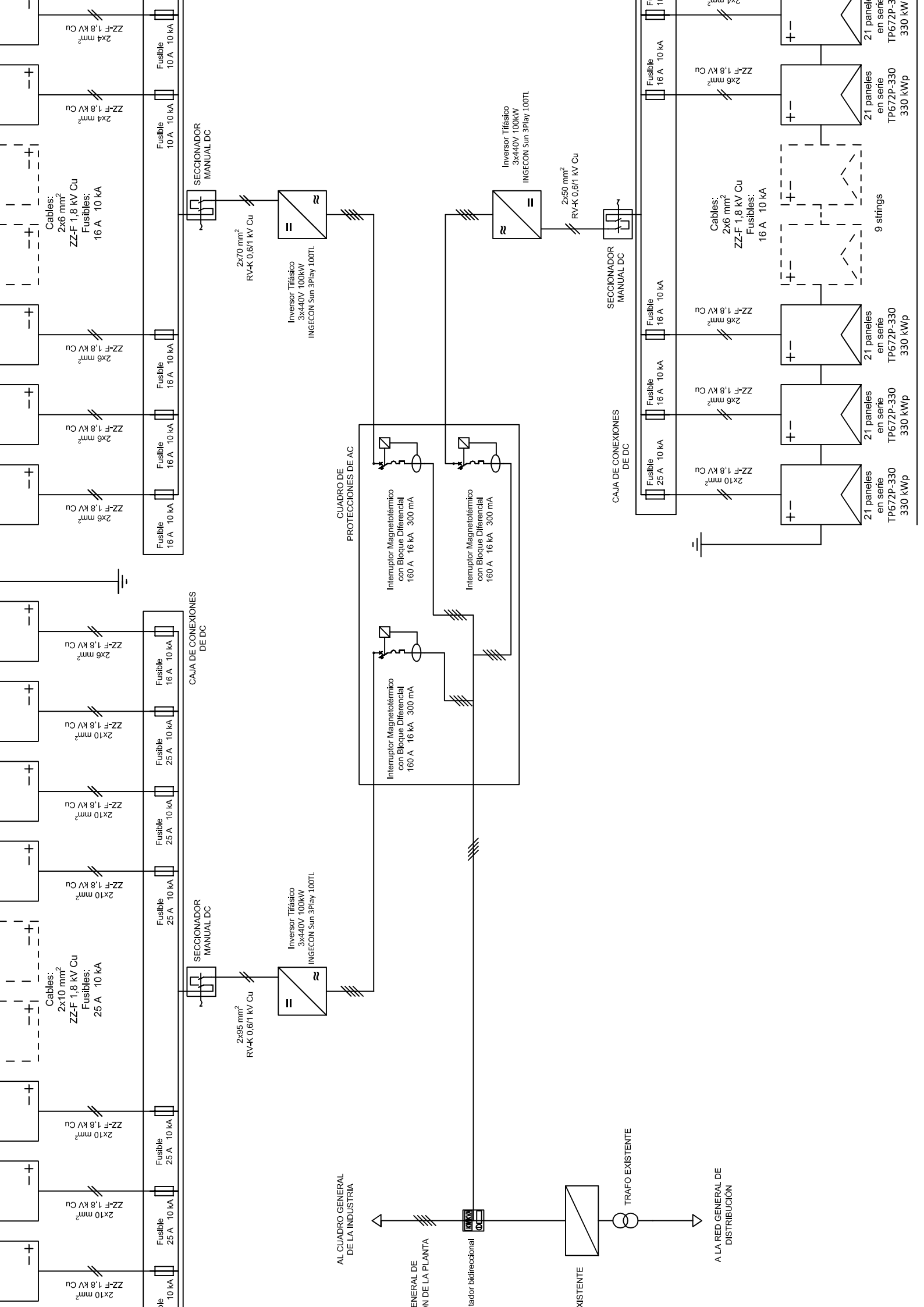
CUBIERTA 2

1,09

1,41

- S15-2
- S14-2
- S13-2
- S12-2
- S11-2
- S10-2
- S9-2
- S8-2
- S7-2
- S6-2
- S5-2
- S4-2
- S3-2
- S2-2
- S1-2





Análisis del consumo energético de una desaladora de 28.000 m³/día, y proyecto de una instalación solar fotovoltaica para su autoconsumo.

ANEXOS

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

ÍNDICE DE LOS ANEXOS

<i>ANEXO I. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</i>	6
CAPÍTULO 1. Energía necesaria del generador fotovoltaico.	6
CAPÍTULO 2. Posición óptima de los módulos fotovoltaicos.	7
CAPÍTULO 3. Radiación sobre el generador con posición diferente de la óptima.	9
CAPÍTULO 4. Dimensionado del generador fotovoltaico.	10
CAPÍTULO 5. Dimensionado del inversor.	18
CAPÍTULO 6. Dimensionado del cableado.	20
CAPÍTULO 7: Dimensionado de los tubos de protección.	29
CAPÍTULO 8: Dimensionado de las protecciones.	30
CAPÍTULO 9: Pérdidas energéticas en la instalación.	37
CAPÍTULO 10: Energía anual generada.	42
CAPÍTULO 11: Análisis de las cargas en las cubiertas	44
<i>ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS</i>	46
CAPÍTULO 1: Módulo fotovoltaico.	46
CAPÍTULO 2: Inversor.	48
CAPÍTULO 3: Estructura soporte.	51
CAPÍTULO 4: Cableado.	52
CAPÍTULO 5: Tubo de protección.	56
CAPÍTULO 6: Terminales de presión.	57
CAPÍTULO 7: Fusibles y portafusibles.	58
CAPÍTULO 8: Descargador de sobretensiones.	61
CAPÍTULO 9: Prensaestopas.	62
CAPÍTULO 10: Pica de puesta a tierra.	63
CAPÍTULO 11: Interruptor magnetotérmico y diferencial.	64
CAPÍTULO 12: Equipo de monitorización.	65

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Herramienta informática PVGIS.</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2: Geometría de los módulos y de la distancia entre filas.</i>	<i>12</i>
<i>Figura 3: Simulación de colocación de los paneles 1 y 2.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 4: Retranqueos y distancia entre módulos en la CUBIERTA 1 (medidas en metros).....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 5: Retranqueos y distancia entre módulos en la CUBIERTA 2 (medidas en metros).....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 6: Pérdidas energéticas de una instalación fotovoltaica. Fuente: Ibáñez (s.a.).</i>	<i>37</i>
<i>Figura 7: Gráfica de pérdidas por orientación e inclinación y sombras, válida para $\varphi=41^\circ$.Fuente: CTE.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 8: Evolución anual del PR.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 9: Evolución anual de la energía inyectada a red.....</i>	<i>43</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Energía diría necesaria, mensual y anual.</i>	6
<i>Tabla 2: Valores medios mensuales de radiación diaria (Hdm).</i>	8
<i>Tabla 3: Información adicional proporcionada por el PVGIS. Datos de Enero a Diciembre y anual (de arriba a abajo).</i>	8
<i>Tabla 4: Valores medios anuales de radiación diaria (Hda).</i>	9
<i>Tabla 5: Cálculo de la media mensual y anual de la radiación solar sobre superficie con posición diferente de la óptima.</i>	10
<i>Tabla 6: Número de paneles, potencia total y precio instalación para $\alpha=0$.</i>	11
<i>Tabla 7: Número de paneles, potencia total y precio instalación para $\alpha=-31$.</i>	12
<i>Tabla 8: Distancia mínima entre filas y superficie necesaria por panel según el panel seleccionado.</i>	13
<i>Tabla 9: Cubierta 1. Orientación $\alpha =0^{\circ}$.</i>	14
<i>Tabla 10: Cubierta 2. Orientación $\alpha =0^{\circ}$.</i>	14
<i>Tabla 11: Cubierta 1. Orientación $\alpha =-31^{\circ}$.</i>	14
<i>Tabla 12: Cubierta 2. Orientación $\alpha =-31^{\circ}$.</i>	14
<i>Tabla 13: Resultados panel 1, con $\alpha =0^{\circ}$.</i>	16
<i>Tabla 14: Resultados panel 1, con $\alpha =-31^{\circ}$.</i>	16
<i>Tabla 15: Resultados panel 2, con $\alpha =0^{\circ}$.</i>	16
<i>Tabla 16: Resultados panel 2, con $\alpha =-31^{\circ}$.</i>	16
<i>Tabla 17: Comparación y selección de inversores, CUBIERTA 1.</i>	19
<i>Tabla 18: Comparación y selección de inversores, CUBIERTA 2.</i>	19
<i>Tabla 19: Cálculo de la sección del cableado de los strings de la CUBIERTA 2 (criterio de caída de tensión máxima).</i>	21
<i>Tabla 20: Cálculo de la sección del cableado de los strings de la CUBIERTA 1 (criterio de caída de tensión máxima).</i>	22
<i>Tabla 21: Intensidad máxima admisible en cable de uso fotovoltaico en CC. Fuente: Tabla A.3 UNE-EN 50618:2015.</i>	23
<i>Tabla 22: Factores de corrección para agrupación de cables. Fuente: Tabla B.52.17, norma UNE HD 60364-5-52.</i>	23
<i>Tabla 23: Factores de corrección por temperatura de operación distinta de 60°C. Fuente: Tabla A.4, norma UNE-EN 50618.</i>	24
<i>Tabla 24: Cálculo de la sección del cableado entre caja de conexión e inversor (criterio de caída de tensión máxima).</i>	25
<i>Tabla 25: Métodos de instalación de referencia. Funte: Tabla 52-B1, norma UNE 20460-5-523.</i>	25
<i>Tabla 26: Intensidades admisibles en amperios. Fuente: Tabla A.52-1 BIS, norma UNE 20460-5-523.</i>	26
<i>Tabla 27: Cálculo de la sección del cableado de AC (criterio de caída de tensión máxima).</i>	28
<i>Tabla 28: Intensidad máxima admisible en cable de uso fotovoltaico en CC. Fuente: Tabla A.3 UNE-EN 50618:2015.</i>	28
<i>Tabla 29: Sección del neutro en función de la sección de los cables de fase. Fuente: Tabla 1, ITC-BT-07.</i>	29
<i>Tabla 30: Diámetros exteriores mínimos de los tubos de protección enterrados. Fuente: Tabla 9, ITC-BT-21 del REBT.</i>	29
<i>Tabla 31: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: Tabla 2, ITC-BT-18.</i>	34
<i>Tabla 32: Pérdidas límite. Fuente: Tabla 2.3, DB HE 5.</i>	38
<i>Tabla 33: Pérdidas: por temperatura de los cables, en los módulos, y óhmicas en la zona de DC.</i>	39
<i>Tabla 34: Pérdidas: por seguimiento del MPPT, en el convertidor DC/AC, óhmicas en la zona de AC y otras pérdidas.</i>	39

Tabla 35: Resultados de PR, E_{red} y HES para la instalación fotovoltaica del proyecto.....	42
Tabla 36: Fuente: Tabla 3.1, DB SE-AE del CTE.....	44
Tabla 37: Cargas distribuidas sobre las cubiertas.	45

ANEXO I. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

CAPÍTULO 1. Energía necesaria del generador fotovoltaico.

Lo primero que hay que hacer para dimensionar la instalación fotovoltaica es determinar la cantidad de energía que dicha instalación deberá producir para poder satisfacer la demanda energética de la planta desalinizadora.

En una instalación en la que no se almacena la energía producida (no hay baterías), la energía necesaria se obtiene, inicialmente, para cada mes, dividiendo el consumo (*Tabla 8, capítulo 9 de la Memoria Descriptiva*) entre el rendimiento del inversor:

$$E_{dm,i} = \frac{L_{dm,i}}{\eta_{INV}} = \frac{40.410.580,65 \text{ Wh}}{99,10 \%} = 40.777.578,85 \text{ Wh} \quad (1)$$

Donde:

- $E_{dm,i}$: Media mensual (del mes i) de energía diaria necesaria.
- $L_{dm,i}$: Media mensual (del mes i) de energía diaria consumida.
- η_{INV} : Rendimiento del inversor.

A la hora de hacer estos cálculos en una hoja de excel, esta se ha organizado de manera que se pueda seleccionar si la “energía consumida” se desea que sea la de la zona de CAPTACIÓN, la de la zona de la IDAM, o la suma de ambas. En principio, y hasta que se indique otra cosa, los cálculos que se explicaran en este anexo se harán partiendo de la energía consumida por ambas zonas (que sería la total).

En cuanto al rendimiento del inversor, indicar que a la hora de iniciar los cálculos se le da un valor orientativo, y más adelante, cuando se ha elegido el inversor concreto para la instalación, se pone el indicado en la ficha técnica de este. Este rendimiento se pone para contabilizar la pérdida de energía que se produce en la conversión de DC a AC; si no lo consideráramos, los módulos solares nunca producirían la corriente necesaria como para cubrir la demanda.

Una vez obtenida la media mensual de energía diaria necesaria para cada mes, se calcula la media anual de energía diaria necesaria (E_{da}). Como el consumo de la desaladora es diferente cada mes:

$$E_{da} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} E_{dm,i} = \frac{444.260.891,03 \text{ Wh}}{12} = 37.021.740,92 \text{ Wh} \quad (2)$$

Mes	Edm,i (Wh)
Enero	40777578,85
Febrero	13612512,61
Marzo	24992871,33
Abril	40518937,10
Mayo	36665310,37
Junio	45297544,57
Julio	58472120,05
Agosto	70657009,86
Septiembre	39414362,60
Octubre	20066338,99
Noviembre	25113084,43
Diciembre	28673220,27
Año	Eda (Wh) 37021740,92

Tabla 1: Energía diaria necesaria, mensual y anual.

CAPÍTULO 2. Posición óptima de los módulos fotovoltaicos.

Una vez se conoce la energía necesaria, hay que calcular la posición que deberán tener los módulos para que la energía producida sea la máxima posible. Para ello se deben conocer las coordenadas de la instalación y los niveles de radiación en dicho punto.

Las coordenadas de la planta desalinizadora son 37,784 grados norte, y 0,167 grados este.

Para obtener los niveles de radiación hay varias formas de hacerlo:

- Obtener los niveles de radiación sobre una superficie horizontal, bien del “Atlas de Radiación Solar en España” o bien de la “Tabla 4.1 Radiación Solar Global media diaria anual” del Documento Básico HE 5 del Código Técnico de la Edificación, y a partir de ahí calcular, para cada mes y después para el año, la radiación sobre una superficie con inclinación óptima.
- Utilizar el PVGIS, que es una herramienta informática de libre acceso que permite obtener fácilmente, para el punto que se le indique en el mapa, la radiación solar mes a mes, y anualmente, para distintas inclinaciones de módulo. Además te puede dar automáticamente la inclinación óptima con sus valores de radiación y la temperatura media del mes, entre otros.

En este proyecto se han hecho los cálculos por los dos procedimientos, pero por no extenderse demasiado, solo se va explicar el más preciso y a su vez el más extendido a la hora de realizar proyectos de fotovoltaica en Europa, que es el que utiliza el PVGIS.

En el mapa del PVGIS, se pincha en el mapa sobre el punto en el que se ubicará la instalación fotovoltaica y seleccionamos la opción de “*Monthly radiation*” (radiación mensual, Figura 1):

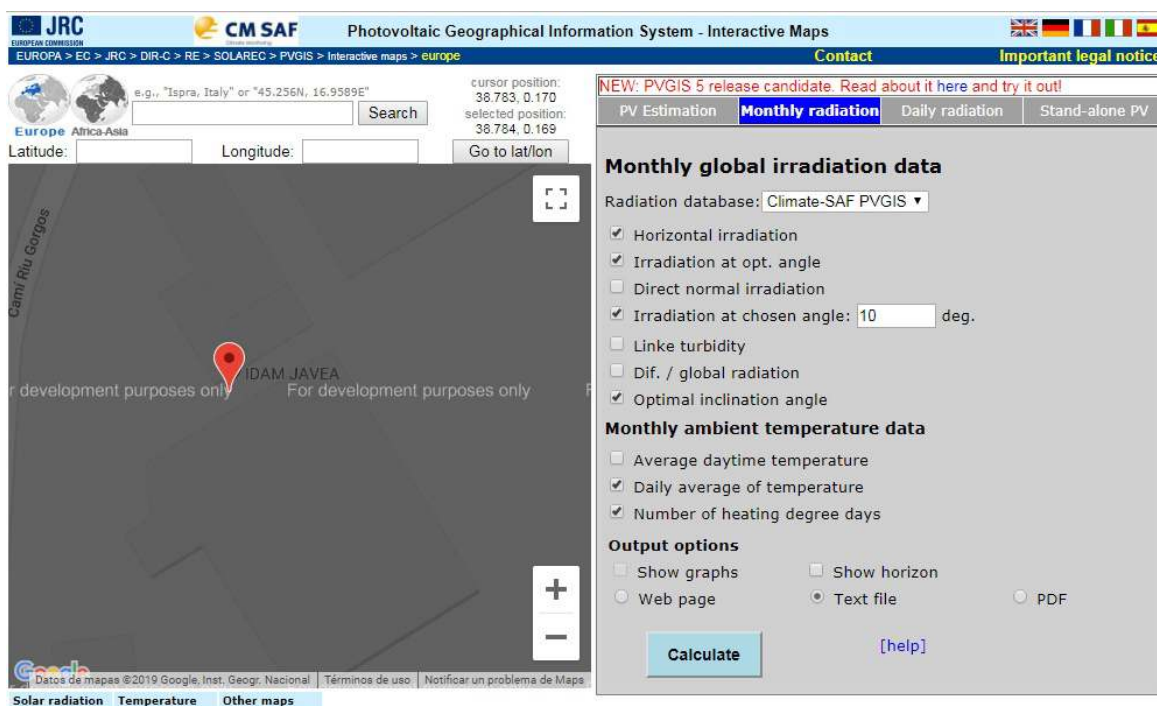


Figura 1: Herramienta informática PVGIS.

Después se introduce el ángulo sobre el que se desea conocer el nivel de radiación (10° en este caso) y se selecciona la forma en la que se quieren obtener los resultados (en este caso en forma de fichero de texto). Esta operación se repite para diferentes ángulos y se van copiando los resultados en una hoja de excel, obteniéndose una tabla como la siguiente (Tabla 2):

Carlos Ignacio Conesa Martínez
ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

	VALORES MEDIOS MENSUALES DE RADIACIÓN DIARIA - Hdm (Wh/m2/día)							
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°
Enero	2460	3080	3620	4080	4430	4660	4770	4740
Febrero	3410	4030	4570	4990	5280	5430	5440	5300
Marzo	4930	5460	5870	6140	6250	6210	6010	5650
Abril	5980	6300	6480	6510	6370	6080	5640	5050
Mayo	7000	7120	7080	6890	6530	6020	5360	4590
Junio	7750	7770	7610	7290	6790	6140	5340	4440
Julio	7710	7790	7690	7400	6950	6320	5550	4650
Agosto	6700	6970	7080	7020	6790	6380	5810	5100
Septiembre	5190	5650	5980	6160	6190	6060	5770	5330
Octubre	3890	4470	4960	5320	5550	5640	5570	5360
Noviembre	2660	3260	3780	4220	4540	4740	4820	4760
Diciembre	2130	2700	3210	3640	3980	4220	4330	4330
Año	4990	5390	5670	5810	5810	5660	5370	4940

Tabla 2: Valores medios mensuales de radiación diaria (Hdm).

Además, si se le indica, la aplicación también proporciona la siguiente información (Tabla 3):

Hopt	lopt (°)	T24h (°C)
4270	63	12,8
5150	55	12,0
6210	42	13,2
6460	27	15,3
6730	14	17,9
7060	6	21,4
7200	9	24,5
6930	21	25,2
6200	37	23,5
5450	51	20,8
4390	61	16,8
3830	65	14,0
5830	35	18,1

Tabla 3: Información adicional proporcionada por el PVGIS. Datos de Enero a Diciembre y anual (de arriba a abajo).

Donde:

- H_{opt} : Radiación diaria media en el plano de inclinación óptima (Wh/m²/día).
- $l_{opt}(°)$: Inclinación óptima para cada mes del año (grados centesimales).
- T24h (°C): Temperatura media diaria (°C).

Una vez se dispone de los valores de energía necesaria y niveles de radiación, mensuales y anuales, se calcula la inclinación óptima del panel y el nivel de radiación asociada a la misma. Para ello hay dos criterios que se pueden utilizar:

- Criterio del mes crítico. Se trata de dimensionar la instalación en base al mes más desfavorable en cuanto a radiación se refiere. Consiste en dividir la energía necesaria de cada mes ($E_{dm,i}$) entre el nivel de radiación de dicho mes ($H_{dm,i}$); esto se repite para cada inclinación. Después, para cada inclinación, se indica el valor más alto que da la división $E_{dm,i}/H_{dm,i}$; el mes que tenga mayor número de cocientes altos será el mes crítico. Dentro del mes crítico, se selecciona como inclinación óptima aquella para la que el cociente $E_{dm,i}/H_{dm,i}$, dentro de los resultados anteriormente, es menor. Dimensionar para este mes significa que en el resto de meses la producción eléctrica estará más que asegurada.
- Criterio de máxima captación energética anual. Su objetivo es dimensionar la instalación de manera que la producción sea lo más constante posible a lo largo del año. En este caso, puesto que la energía necesaria anual es constante, basta con señalar la inclinación para la que la radiación solar es mayor (no hace falta hacer el cociente E_{da}/H_{da}). Dicha inclinación será la óptima.

Para el caso de este proyecto se ha optado por aplicar el segundo criterio: si bien es verdad que el consumo de la desaladora de Jávea no es contante, y que este varía bastante de un mes a otro (máxime si se tiene en cuenta que se está hablando de valores de consumo de muchos miles de Wh), el consumo mínimo en cualquier momento del año es tan elevado que lo mejor es dimensionar la instalación fotovoltaica para que dé la máxima energía posible en todo momento. Por tanto se aplicará el criterio de máxima captación energética anual.

El PVGIS dio que el ángulo de inclinación óptima era el de 35° (ver Tabla 3). Aplicando el criterio de máxima captación energética anual se comprueba que efectivamente ese es el ángulo óptimo (Tabla 4):

	VALORES MEDIOS ANUALES DE RADIACIÓN DIARIA - H _{da} (Wh/m ² /día)								
Media Anual	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	35
	4990	5390	5670	5810	5810	5660	5370	4940	5830

Tabla 4: Valores medios anuales de radiación diaria (H_{da}).

Así, los datos importantes de este capítulo son:

- β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima, 35°.
- $H_{da}(0, \beta_{opt})$: Media anual de la radiación diaria para el ángulo óptimo, 5.830 Wh/m².
- E_{da} : Media anual de energía diaria necesaria, 37.021.740,92 Wh.

CAPÍTULO 3. Radiación sobre el generador con posición diferente de la óptima.

Los datos que proporciona el PVGIS son datos medidos para un acimut de 0 grados; es decir, para una orientación sur. La orientación sur es la que permite obtener una mayor cantidad de energía fotovoltaica por metro cuadrado, ya que el sol viaja en la esfera celeste de este a oeste pasando por el sur (hemisferio norte); es la forma en la que mayor cantidad de energía del sol se recibe en un día.

Muchas veces, cuando la instalación de los paneles solares se va a realizar sobre cubiertas de edificios, puede ocurrir que éstas no estén orientadas al sur y que por tanto haya que evaluar los niveles de radiación solar para valores de acimut distintos de 0°. Esto es lo que ocurre en la IDAM de Jávea, en la cual la superficie disponible para poner módulos solares es la correspondiente a la suma de dos cubiertas de edificios, las cuales tienen un acimut de -31° (o 329°).

Por tanto, conviene calcular cuáles serán los niveles reales de radiación para dicha orientación, para así poder comparar más adelante la producción de esta con la de una instalación con orientación sur.

Para obtener la radiación real se aplican las siguientes fórmulas:

$$H_{am,i}(\alpha, \beta) = FI \cdot K \cdot H_{am}(0) \quad (3)$$

$$FI = \begin{cases} 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right], & \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \\ 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 \right], & \text{para } \beta < 15^\circ \end{cases} \quad (4)$$

$$K = \frac{H_{am}(0, \beta_{opt})}{H_{am}(0)} \quad (5)$$

Donde:

- $H_{dm,i}(\alpha, \beta)$: Media mensual de radiación diaria para un acimut α y una inclinación β ; Wh/m².
- FI : Factor de irradiación para la orientación de los paneles.
- K : Factor de relación.
- β : Ángulo de inclinación de los paneles; grados centesimales.
- β_{opt} : Ángulo de inclinación óptimo de los paneles; grados centesimales.
- α : Ángulo de acimut (orientación) de los paneles; grados centesimales.
- $H_{dm}(0, \beta_{opt})$: Media mensual de radiación diaria para orientación sur e inclinación óptima; Wh/m².
- $H_{dm}(0)$: Media mensual de radiación diaria sobre una superficie horizontal con orientación sur ($\alpha=0$ y $\beta=0$); Wh/m².

Para el presente caso de estudio, los valores principales son:

- $\beta = \beta_{opt} = 35^\circ$.
- $\alpha = -31^\circ$.
- $H_{dm}(0, \beta_{opt})$ son los valores que da el PVGIS en la columna de Hopt de la Tabla 3.
- $H_{dm}(0)$ son los valores que da el PVGIS en la columna de 0° de la Tabla 2.

Aplicando estos valores, los resultados (Tabla 5) son los siguientes:

Mes	FI	Hdm (0)	K	Hdm(α, β)
Enero	0,97	2460	1,74	4126,38
Febrero		3410	1,51	4976,78
Marzo		4930	1,26	6001,13
Abril		5980	1,08	6242,72
Mayo		7000	0,96	6503,64
Junio		7750	0,91	6822,54
Julio		7710	0,93	6957,83
Agosto		6700	1,03	6696,91
Septiembre		5190	1,19	5991,46
Octubre		3890	1,40	5266,69
Noviembre		2660	1,65	4242,34
Diciembre		2130	1,80	3701,18
Año	0,97	Hda (0) 4990	K 1,17	Hda(α, β) 5633,91

Tabla 5: Cálculo de la media mensual y anual de la radiación solar sobre superficie con posición diferente de la óptima.

Como se ha dicho anteriormente, se va a aplicar el criterio de máxima captación energética anual, y por tanto el dato más interesante de la tabla anterior es el de H_{da}. Puede apreciarse claramente que al no ser la orientación óptima, la radiación solar disminuye, pasando de los 5830 Wh/m² iniciales a los actuales 5.633,91 Wh/m².

Nota: Las tres fórmulas anteriores valen para calcular tanto valores mensuales como anuales; solo hay que cambiar la "m" por la "a" y aplicar los valores adecuados. Salvo a las fórmulas del capítulo 1 de este Anexo, esta regla se puede aplicar a todas las demás fórmulas del Anexo.

CAPÍTULO 4. Dimensionado del generador fotovoltaico.

En este capítulo se va a calcular el número de paneles que serían necesarios para cubrir toda la demanda de la desaladora y la distancia que tiene que haber entre paneles según las dimensiones de los mismos. También se seleccionará un panel concreto en base a varios criterios, y se indicará el número de paneles que realmente se pueden instalar en el espacio disponible.

4.1 Método de funcionamiento en el punto de máxima potencia

Este método de cálculo consiste en obtener cuál sería la potencia instalada que debería tener el campo solar para que este pudiera abastecer a toda la planta desalinizadora. Una vez obtenida esa potencia total necesaria, dividiendo entre la potencia unitaria del módulo se obtiene la cantidad de módulos a instalar.

La potencia necesaria que debería entregar el campo de generación fotovoltaica se calcula de la siguiente forma:

$$P_{M,G} = \frac{E_{da} \cdot G_{CEM}}{H_{da}(\alpha, \beta) \cdot PR} \quad (6)$$

Donde:

- $P_{M,G}$: Potencia total del campo de generación fotovoltaica; W.
- E_{da} : Media anual de energía diaria necesaria; Wh.
- G_{CEM} : Irradiancia en condiciones estándar de medida; 1000 W/m² (cte).
- $H_{da}(\alpha, \beta)$: Media anual de radiación diaria para un acimut α y una inclinación β ; Wh/m².
- PR : Índice de rendimiento de la instalación ("Performance Ratio" en inglés).

Cuanto mayor sea la radiación incidente sobre la superficie de los módulos, menor será la potencia necesaria a instalar. Por otro lado, indicar ahora que en este punto, al PR se le da un valor aproximado (0,7 para instalaciones de autoconsumo) para poder hacer los cálculos, pero que más adelante, este parámetro se calcula de forma más exacta y se vuelve a obtener el valor de $P_{M,G}$.

La potencia a instalar se ha calculado tanto para la orientación sur como para el acimut de -31°, obteniendo:

$$P_{M,G} = \frac{E_{da} \cdot G_{CEM}}{H_{da}(0,35) \cdot PR} = \frac{37.021.740,92 \cdot 1000}{5.830 \cdot 0,7} = 9.071.732,64 \text{ W} = 9,07 \text{ MW} \quad (7)$$

$$P_{M,G} = \frac{E_{da} \cdot G_{CEM}}{H_{da}(-31,35) \cdot PR} = \frac{37.021.740,92 \cdot 1000}{5.633,91 \cdot 0,7} = 9.387.480,55 \text{ W} = 9,39 \text{ MW} \quad (8)$$

Queda comprobado por tanto lo dicho anteriormente.

Al principio no se tenía claro qué panel elegir de entre todas las opciones que ofrece el mercado. Por eso se analizaron hasta 9 paneles diferentes en base a sus características principales (potencia, precio, eficiencia, dimensiones, etc), eligiendo para la fase comparativa 4 de estos 9 (las características principales de los nueve módulos están en una de las hojas del excel utilizado para realizar los cálculos de este proyecto). Así, con los cuatro paneles preseleccionados, el número de paneles necesarios para cubrir la demanda, la potencia total instalada y el coste obtenidos, fueron:

	Precio u. (€)	Pot. n. (Wp)	€/W	Nt	P_M,G (Wp)	Precio Nt (€)
Panel 1	139,25	270	0,52	33600	9072000	4678800,00
Panel 2	173,37	330	0,53	27491	9072030	4766114,67
Panel 3	211,54	280	0,76	32400	9072000	6853896,00
Panel 4	293,99	325	0,90	27914	9072050	8206436,86

Tabla 6: Número de paneles, potencia total y precio instalación para $\alpha=0$.

	Precio u. (€)	Pot. n. (Wp)	€/W	Nt	P_M,G (Wp)	Precio Nt (€)
Panel 1	139,25	270	0,52	34769	9387630	4841583,25
Panel 2	173,37	330	0,53	28447	9387510	4931856,39
Panel 3	211,54	280	0,76	33527	9387560	7092301,58
Panel 4	293,99	325	0,90	28885	9387625	8491901,15

Tabla 7: Número de paneles, potencia total y precio instalación para $\alpha=31$.

Donde:

- Precio u. (€): Precio unitario del panel, en euros.
- Pot. N. (Wp): Potencia nominal del panel, en vatios pico.
- €/W: Precio al que sale un vatio instalado.
- Nt: Número total de módulos que deberían instalarse para cubrir la demanda.
- P_M,G (W): Potencia instalada correspondiente a los Nt módulos, en vatios pico.
- Precio Nt (€): Precio total de los Nt módulos, en euros.

Tanto en un caso como en otro, el número de módulos necesarios es extraordinariamente grande (entre 28.000 y 35.000 paneles), y en consecuencia lo es también la inversión necesaria para instalarlos. La planta desalinizadora no cuenta con tanto espacio, por lo que a partir de ahora el objetivo es calcular la cantidad de cada uno de los cuatro paneles que caben en la superficie disponible y ver cuánta energía podrían proporcionar. Al final se elegirá aquel modelo de panel que más energía dé con el menor precio posible.

Por último mencionar que para dimensionar el campo fotovoltaico habría otro método a parte del de funcionamiento en el punto de máxima potencia, que sería el de amperios-hora. No obstante este se ha descartado por tratarse de un método que se basa en la tensión de las baterías de acumulación; como en este proyecto no se contempla la opción de poner baterías por su elevado coste, la opción queda directamente descartada.

4.2 Distancia mínima entre filas de módulos y superficie necesaria por panel

La distancia mínima que debe haber entre las filas de paneles se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$d = k \cdot h = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)} \quad (9)$$

Donde:

- d : Distancia mínima entre filas de paneles (u otro obstáculo), en metros.
- h : Diferencia de altura entre la parte baja de una fila y la parte alta de la siguiente, en metros.
- ϕ : Latitud del lugar, en grados centesimales ($^\circ$).
- k : Parámetro función de la latitud.

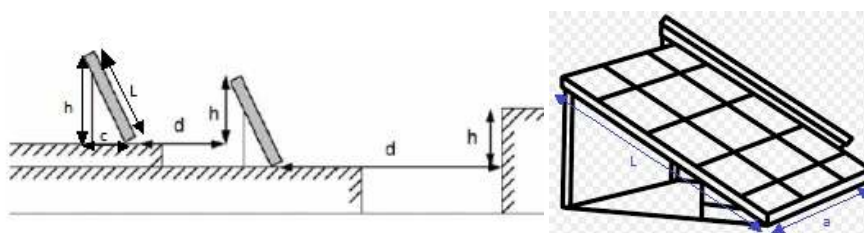


Figura 2: Geometría de los módulos y de la distancia entre filas.

Por otro lado, hay que calcular cuál será la superficie necesaria por panel, pues será la medida que nos permita estimar la cantidad de paneles que realmente caben en cada cubierta de la planta. Esta superficie necesaria por panel (S_n), será la suma del área proyectada por el panel sobre el suelo de la cubierta (A_p), más el área ocupada por la distancia entre paneles (A_d).

En la Figura 2 anterior, además de los parámetros d y h explicados anteriormente, pueden observarse algunas variables más:

- L : Es uno de los dos lados del panel, y corresponde a aquel que guarda una inclinación β (en este caso de 35°) con respecto al suelo.
- a : Es el otro lado del panel, y corresponde con aquel que apoya sobre el suelo.
- c : Es la proyección de L sobre el suelo horizontal.

Así, aplicando la fórmula descrita al principio de este punto, junto con las dos siguientes:

$$h = L \cdot \text{sen}(\beta); c = L \cdot \text{cos}(\beta) \quad (10)$$

Se obtienen, para cada uno de los cuatro paneles preseleccionados, los siguientes resultados:

	Panel 1 (Hor.)	Panel 1 (Vert.)	Panel 2 (Hor.)	Panel 2 (Vert.)	Panel 3 (Hor.)	Panel 3 (Vert.)	Panel 4 (Hor.)	Panel 4 (Vert.)
L (m)	0,992	1,650	0,992	1,960	0,992	1,640	0,990	1,965
h (m)	0,569	0,946	0,569	1,124	0,569	0,941	0,568	1,127
c (m)	0,813	1,352	0,813	1,606	0,813	1,343	0,811	1,610
d (m)	1,393	2,317	1,393	2,753	1,393	2,303	1,390	2,760
a (m)	1,650	0,992	1,960	0,992	1,640	0,992	1,965	0,990
k	2,448	2,448	2,448	2,448	2,448	2,448	2,448	2,448
A_p (m ²)	1,341		1,593		1,333		1,594	
A_d (m ²)	2,299		2,731		2,285		2,732	
S_n (m ²)	3,639		4,323		3,617		4,326	

Tabla 8: Distancia mínima entre filas y superficie necesaria por panel según el panel seleccionado.

A priori, de los paneles 1 y 3 cogerían más paneles que de los paneles 2 y 4, pero es en el punto siguiente donde se compararán las variables de energía producida y precio y dónde se elegirá por fin cuál de los cuatro paneles será el instalado.

4.3 Número de paneles, potencia instalada y coste

En este punto se va a obtener la cantidad de paneles que teóricamente podrían caber en cada una de las cubiertas, así como la potencia instalada que estos suponen y la cantidad de energía que son capaces de producir. Además se indicará el coste de cada conjunto de paneles. Todo esto se hará para los cuatro paneles preseleccionados y para cada orientación ($\alpha=0^\circ$ y $\alpha=-31^\circ$).

Lo primero es calcular la superficie disponible en cada cubierta, para lo cual se hace uso de AutoCAD, y se obtiene: cubierta 1 de 3.300 m^2 ($60 \times 55 \text{ m}$) y cubierta 2 de 1421.72 m^2 ($45,35 \times 31,35 \text{ m}$).

A parte del espacio mínimo que hay que dejar entre filas para que unas no le hagan sombras a otras, hay que dejar unos espacios a los lados de las filas de módulos que permitan el paso de una persona para poder hacer las pertinentes operaciones de limpieza y mantenimiento de los paneles. Así, en el caso de poner los paneles orientados al sur, por cada uno de los cuatro lados de la cubierta se ha considerado dejar un espacio mínimo para los cálculos de $0,7 \text{ m}$, mientras que para el caso de paneles orientados a -31° se han dejado únicamente un espacio de $0,7 \text{ m}$ en los dos lados largos de la cubierta.

Con todo esto, los resultados obtenidos son los siguientes:

Carlos Ignacio Conesa Martínez
ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

CUBIERTA 1				
<i>Largo (m)</i>	<i>Ancho (m)</i>	<i>Superficie (m²)</i>	<i>Pasos laterales</i>	<i>Sup. Rest. (m²)</i>
60	55	3300,00	0,7	3140,96
	Panel 1	Panel 2	Panel 3	Panel 4
Nº paneles t	863	726	868	726
P_M,G (W)	233010	239580	243040	235950
Precio (€)	120172,75	125866,62	183616,72	213436,74
Eda_real (Wh)	950913,81	977725,98	991846,24	962911,95
Wh/€	7,91	7,77	5,40	4,51
MWh/KWp/año	1,49	1,49	1,49	1,49

Tabla 9: Cubierta 1. Orientación $\alpha = 0^\circ$.

CUBIERTA 2				
<i>Largo (m)</i>	<i>Ancho (m)</i>	<i>Superficie (m²)</i>	<i>Pasos laterales</i>	<i>Sup. Rest. (m²)</i>
45,35	31,35	1421,72	0,7	1316,30
	Panel 1	Panel 2	Panel 3	Panel 4
Nº paneles t	361	304	363	304
P_M,G (W)	97470	100320	101640	98800
Precio (€)	50269,25	52704,48	76789,02	89372,96
Eda_real (Wh)	397775,07	409405,92	414792,84	403202,80
Wh/€	7,91	7,77	5,40	4,51
MWh/KWp/año	1,49	1,49	1,49	1,49

Tabla 10: Cubierta 2. Orientación $\alpha = 0^\circ$.

CUBIERTA 1				
<i>Largo (m)</i>	<i>Ancho (m)</i>	<i>Superficie (m²)</i>	<i>Pasos laterales</i>	<i>Sup. Rest. (m²)</i>
60	55	3300,00	0,7	3216,00
	Panel 1	Panel 2	Panel 3	Panel 4
Nº paneles t	883	743	889	743
P_M,G (W)	238410	245190	248920	241475
Precio (€)	122957,75	128813,91	188059,06	218434,57
Eda_real (Wh)	940226,00	966964,52	981674,66	952313,55
Wh/€	7,65	7,51	5,22	4,36
MWh/KWp/año	1,44	1,44	1,44	1,44

Tabla 11: Cubierta 1. Orientación $\alpha = -31^\circ$.

CUBIERTA 2				
<i>Largo (m)</i>	<i>Ancho (m)</i>	<i>Superficie (m²)</i>	<i>Pasos laterales</i>	<i>Sup. Rest. (m²)</i>
45,35	31,35	1421,72	0,7	1358,23
	Panel 1	Panel 2	Panel 3	Panel 4
Nº paneles t	373	314	375	314
P_M,G (W)	100710	103620	105000	102050
Precio (€)	51940,25	54438,18	79327,50	92312,86
Eda_real (Wh)	397173,61	408649,88	414092,23	402458,21
Wh/€	7,65	7,51	5,22	4,36
MWh/KWp/año	1,44	1,44	1,44	1,44

Tabla 12: Cubierta 2. Orientación $\alpha = -31^\circ$.

En las cuatro tablas anteriores, las filas son las siguientes:

- Nº paneles t: Número de paneles que teóricamente caben en la cubierta. Se obtiene dividiendo la superficie restante (Sup. Rest (m²)) entre la superficie necesaria por panel (Sn).
- P_M,G (W): Potencia instalada correspondiente a los paneles puestos en cubierta. Se obtiene multiplicando el número teórico de paneles por la potencia nominal del módulo.

- Precio (€): Precio total de los paneles instalados (teóricamente) en cubierta. Se obtiene multiplicando el número teórico de paneles por el precio unitario del módulo.
- Eda_real (Wh): Media anual de la energía diaria producida por los paneles instalados. Se obtiene aplicando la fórmula del punto 4.1 de este anexo y despejando E_{da} .
- Wh/€: Cantidad de vatios hora que se obtienen por cada euro invertido.
- MWh/kWp/año: Producción específica de energía.

De las cuatro tablas anteriores se deducen dos cosas: La primera y más clara es que los paneles 3 y 4 quedan descartados directamente por su desorbitado precio cuando su producción apenas es mayor (solo en el caso del panel 3) que la de los paneles 1 y 2. El panel 2 produce un poco más de energía que el panel 1. La otra es que parece que orientando los paneles al sur, aunque quepan menos paneles, estos producen una mayor cantidad de energía eléctrica.

No obstante, y como última comprobación, se va a dibujar en AutoCAD cuántos paneles caben realmente en cada cubierta según su orientación, y en consecuencia cuánta energía podrá producirse realmente.

4.4 Selección de panel y cantidad de paneles finalmente instalados

Para terminar de definir la orientación que finalmente tendrán los paneles fotovoltaicos, se ha dibujado sobre las dos cubiertas, los paneles 1 y 2, con orientación de acimut a 0 grados y con orientación acimut a -31 grados (Figura 3).

Aclarar que, aunque inicialmente se han considerado unos retranqueos mínimos de 0,7 m entre extremo de fila y borde de cubierta, estos estaban solamente para marcar un mínimo. Finalmente, y debido a que poner una columna más de paneles suponía no dejar a ambos lados de la fila de módulos ese espacio de 0,7 m, los retranqueos han terminado siendo algo mayores (ver el final de este punto).

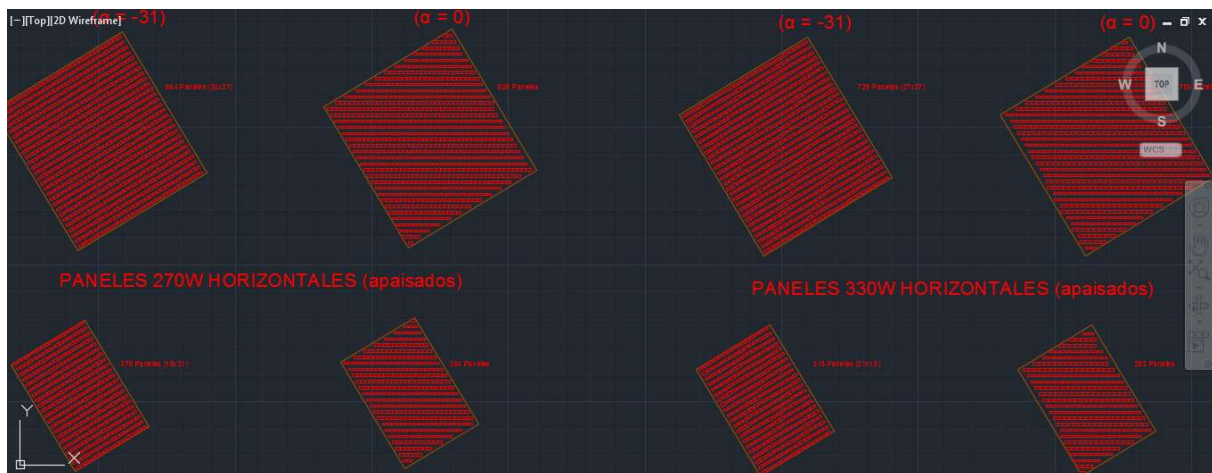


Figura 3: Simulación de colocación de los paneles 1 y 2.

Los resultados obtenidos utilizando el panel 1 (de 270 Wp y dimensiones 1,650x0,992 m) han sido:

	Cubierta 1	Cubierta 2	TOTAL
Nº paneles	839	354	1193
P_M,G (W)	226530	95580	322110
Precio (€)	116830,75	49294,50	166125,25
Eda_real (Wh)	924468,93	390061,98	1314530,91

Tabla 13: Resultados panel 1, con $\alpha = 0^\circ$.

	Cubierta 1	Cubierta 2	TOTAL
Nº filas	32	18	
Nº columnas	27	21	
Nº paneles	864	378	1242
P_M,G (W)	233280	102060	335340
Precio (€)	120312,00	52636,50	172948,50
Eda_real (Wh)	919994,63	402497,65	1322492,28

Tabla 14: Resultados panel 1, con $\alpha = -31^\circ$.

Y los resultados empleando el panel 2 (de 330Wp y dimensiones 1,960x0,992m) son:

	Cubierta 1	Cubierta 2	TOTAL
Nº paneles	705	292	997
P_M,G (W)	232650	96360	329010
Precio (€)	122225,85	50624,04	172849,89
Eda_real (Wh)	949444,65	393245,16	1342689,81

Tabla 15: Resultados panel 2, con $\alpha = 0^\circ$.

	Cubierta 1	Cubierta 2	TOTAL
Nº filas	27	21	
Nº columnas	27	15	
Nº paneles	729	315	1044
P_M,G (W)	240570	103950	344520
Precio (€)	126386,73	54611,55	180998,28
Eda_real (Wh)	948744,46	409951,31	1358695,78

Tabla 16: Resultados panel 2, con $\alpha = -31^\circ$.

A la vista de los resultados mostrados en las tablas anteriores, se puede concluir que independientemente del panel seleccionado, la energía producida total siempre es mayor para la orientación acimutal a -31 grados. Por tanto, esta será la orientación elegida.

La otra conclusión que se puede extraer de los resultados anteriores es que utilizando el panel 2, la energía producida es mayor. Por ello, el panel a instalar será el "panel 2" (1044 paneles en total).

No obstante, es verdad que el coste de utilizar el panel 2 es un poco mayor al que se tendría utilizando el panel 1, o incluso el panel 2 para $\alpha = 0^\circ$, pero como la energía producida total es mayor en cualquiera de los casos (36.203,5 Wh y 16.005,97 Wh respectivamente) y la diferencia de precios no es grande, se concluye que se instalarán "paneles 2" con una orientación de $\alpha = -31^\circ$.

El "panel 2" es un panel del fabricante Talesun, de 330 Wp, cuyas características principales aparecen en el pliego de condiciones y cuya ficha técnica se incluye en el Anexo IV.

Con todo lo anterior, se concluye lo siguiente:

Los paneles solares que formaran parte de la instalación fotovoltaica se instalarán en la cubierta de dos de los edificios de las IDAM de Jávea.

Sobre la cubierta del depósito de agua de 16.000 m³, denominada “CUBIERTA 1”, de 3300 m² de superficie, se instalarán un total de 729 paneles TP672P-330, distribuidos en 27 filas de 27 módulos cada una. En esta cubierta, a ambos lados de las filas de módulos habrá un espacio de 1,04 m. Por otro lado, entre la fila situada más al norte y el borde de la cubierta habrá un espacio de 0,73 m, mientras que entre la fila situada más al sur y el borde de la cubierta habrá un espacio de 0,72 m (ver Figura 1).

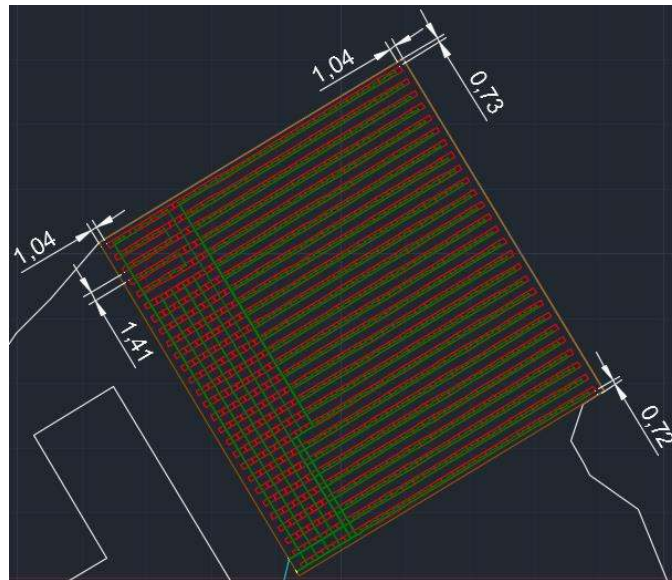


Figura 4: Retranqueos y distancia entre módulos en la CUBIERTA 1 (medidas en metros).

En la cubierta del edificio que alberga la etapa de ósmosis inversa, denominada “CUBIERTA 2”, se instalarán en total 315 módulos TP672P-330, distribuidos en este caso en 21 filas de 15 módulos cada una. En esta cubierta, solo habrá retranqueos laterales; en el lado izquierdo de 1,09 m y en el lado derecho de 1,10 m (ver Figura 2).

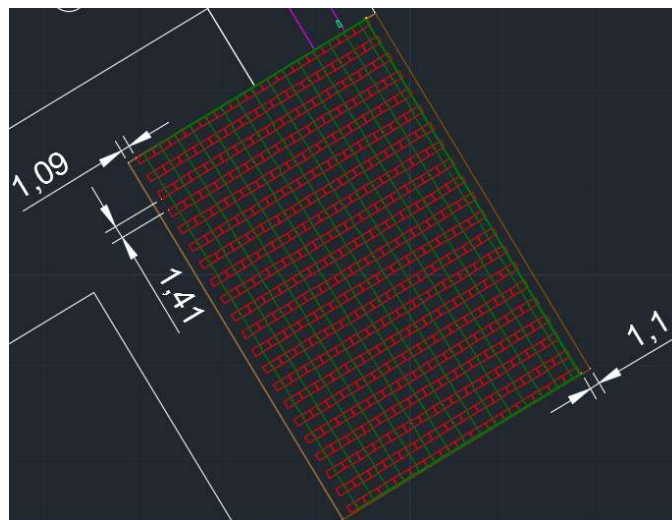


Figura 5: Retranqueos y distancia entre módulos en la CUBIERTA 2 (medidas en metros).

En ambas cubiertas, la separación entre filas de módulos será finalmente de 1,41 m (un poco superior a los 1,393 m obtenidos más arriba).

CAPÍTULO 5. Dimensionado del inversor.

La selección de los inversores se hace en base al cumplimiento de una serie de requisitos que deben cumplirse y que tienen que ver con algunos parámetros de tensión y corriente del inversor en concreto.

A un inversor se le pueden conectar diferentes combinaciones de módulos en serie y en paralelo, pero estas combinaciones están limitadas por el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- El número de módulos que se pueden conectar en serie (N_s) debe estar comprendido entre un máximo y un mínimo, que se calculan de la siguiente forma:

$$N_{s,máx} = \frac{V_{MPPT,máx}}{V_{M,MOD}} \text{ y } N_{s,mín} = \frac{V_{MPPT,mín}}{V_{M,MOD}} \quad (11)$$

Donde:

- $N_{s,máx}$: Número máximo de módulos que se pueden conectar en serie (se redondea al entero inmediatamente inferior).
 - $N_{s,mín}$: Número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie (se redondea al entero inmediatamente superior).
 - $V_{MPPT,máx}$: Límite superior del rango de tensiones de entrada del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor, en voltios.
 - $V_{MPPT,mín}$: Límite inferior del rango de tensiones de entrada del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor, en voltios.
 - $V_{M,MOD}$: Tensión del módulo en el punto de máxima potencia, en voltios.
- El número de módulos que se pueden conectar en paralelo (N_p) debe ser inferior a un máximo, el cual se calcula de la siguiente manera:

$$N_{p,máx} = \frac{I_{I,máx}}{I_{SC,MOD}} \quad (12)$$

- La tensión total de un conjunto de módulos conectados en serie ($V_{M,G}$), debe estar dentro del rango de tensiones del MPPT del inversor:

$$V_{M,G} = N_s \cdot V_{M,MOD} \quad (13)$$

$$V_{MPPT,mín} < V_{M,G} < V_{MPPT,máx}$$

- La tensión de circuito abierto de un conjunto de módulos conectados en serie ($V_{OC,G}$) no puede superar la tensión máxima admisible del inversor ($V_{I,máx}$):

$$V_{OC,G} = N_s \cdot V_{OC,MOD} \quad (14)$$

$$V_{OC,G} < V_{I,máx}$$

- La corriente de cortocircuito de un conjunto de módulos (o strings) conectados en paralelo ($I_{SC,G}$) no puede superar la corriente máxima admisible del inversor ($I_{I,máx}$):

$$I_{SC,G} = N_p \cdot I_{SC,MOD} \quad (15)$$

$$I_{SC,G} < I_{I,máx}$$

Además de cumplir todos los requisitos anteriores, los strings que se conecten a un determinado inversor deben tener el mismo número de paneles en serie; es decir, se pueden conectar 18 strings de 10 módulos cada uno a un inversor, pero no se podrían conectar 17 strings de 10 módulos y un último string de 9 módulos.

Para escoger el inversor se ha procedido de manera análoga a como se hizo con los paneles solares, y es que se han realizado los cálculos, en este caso, comparando 7 inversores diferentes. Cada uno de estos inversores tiene unos precios, potencias nominales, tensión y corrientes características, y dimensiones, diferentes. El objetivo es que, independientemente del número de inversores que se seleccionen de un determinado tipo, el precio total de la inversión en inversores sea mínimo y que strings estén perfectamente equilibrados.

Con todas estas premisas, los resultados obtenidos para cada una de las cubiertas son:

		CUBIERTA 1													
		729													
	N_s,máx	N_s,mín	N_p,máx	Ns	Np	V_M,G	V_OC,G	I_SC,G	M por inversor	Nº inversores	M strings comp	M en últ. inver.	Ns últ. inver.	Np últ. inver.	Precio Inverters
Inversor 1 (10)	21	14	3	21	3	791,70	963,90	27,81	63	11,5714	693	36	18,0000	2,0000	32.067,24 €
Inversor 2 (10)	21	8	4	21	4	791,70	963,90	37,08	84	8,6786	672	57	19,0000	3,0000	22.568,94 €
Inversor 3 (110)	22	17	22	21	19	791,70	963,90	176,13	399	1,8271	399	330	22,0000	15,0000	18.289,98 €
Inversor 4 (20)	21	12	5	19	5	716,30	872,10	46,35	95	7,6737	665	64	16,0000	4,0000	28.069,68 €
Inversor 5 (25)	22	16	4	21	4	791,70	963,90	37,08	84	8,6786	672	57	19,0000	3,0000	31.212,63 €
Inversor 6 (27)	22	16	5	19	5	716,30	872,10	46,35	95	7,6737	665	64	16,0000	4,0000	29.691,76 €
Inversor 7 (20)	21	15	5	19	5	716,30	872,10	46,35	95	7,6737	665	64	16,0000	4,0000	25.374,64 €

Tabla 17: Comparación y selección de inversores, CUBIERTA 1.

		CUBIERTA 2													
		315													
	N_s,máx	N_s,mín	N_p,máx	Ns	Np	V_M,G	V_OC,G	I_SC,G	M por inversor	Nº inversores	M strings comp	M en últ. inver.	Ns últ. inver.	Np últ. inver.	Precio Inverters
Inversor 1 (10)	21	14	3	21	3	791,7	963,9	27,81	63	5,0000	315	0	0,0000	0,0000	13.361,35 €
Inversor 2 (10)	21	8	4	21	4	791,7	963,9	37,08	84	3,7500	252	63	21,0000	3,0000	10.030,64 €
Inversor 3 (110)	22	17	19	21	15	791,7	963,9	139,05	315	1,0000	315	0	0,0000	0,0000	9.144,99 €
Inversor 4 (20)	21	12	5	21	5	791,7	963,9	46,35	105	3,0000	315	0	0,0000	0,0000	10.526,13 €
Inversor 5 (25)	22	16	4	21	4	791,7	963,9	37,08	84	3,7500	252	63	21,0000	3,0000	13.872,28 €
Inversor 6 (27)	22	16	5	21	5	791,7	963,9	46,35	105	3,0000	315	0	0,0000	0,0000	11.134,41 €
Inversor 7 (20)	21	15	5	21	5	791,7	963,9	46,35	105	3,0000	315	0	0,0000	0,0000	9.515,49 €

Tabla 18: Comparación y selección de inversores, CUBIERTA 2.

A continuación, y para que quede todo más claro, se definen los nombres de las filas y columnas de las dos tablas anteriores no definidos anteriormente:

- Inversor 1 (10): En esta fila está la información referente al inversor denominado como "Inversor 1", y entre paréntesis aparece su potencia nominal (en este caso de 10 kW).
- M por inversor: Número total de módulos conectados a cada uno de los n-1 inversores, representando "n" el número total de inversores.
- Nº inversores: Número de inversores necesarios para poder conectar el total de módulos (729 en el caso de la Cubierta 1 y 315 en el caso de la Cubierta 2); lo que sería "n". Si salen decimales, se sobreentiende que n será el número entero inmediatamente superior.
- M strings comp: Número total de módulos conectados a los n-1 inversores.
- M en últ. Inver.: Número de módulos conectados al último inversor (aquel que correspondería a los decimales de "Nº Inversores" en caso de que los haya).
- Ns últ. Inver.: Número de módulos de los strings conectados al último inversor.
- Np últ. Inver.: Número de strings en paralelo conectados al último inversor.
- Precio Inverters: Precio total de los n inversores.

De este modo, a la vista de los resultados de las tablas 17 y 18, se puede concluir que el inversor seleccionado será el “Inversor 3”, de 110 kW de potencia nominal, por ser la opción más económica y por permitir una distribución equilibrada de los módulos. Además coincide que para las dos cubiertas este ha sido el inversor que mejores resultados a dado.

Para conectar los módulos de la cubierta 1 se utilizarán dos inversores de 110 kW; a uno irán conectados 19 strings de 21 módulos cada uno, y al otro, 15 strings de 22 módulos cada uno. En el caso de los módulos de la cubierta 2, estos irán todos conectados a un único inversor de 110 kW, dispuestos en 15 strings de 21 módulos cada uno. Por tanto se instalarán un total de 3 inversores.

El “Inversor 3” es un inversor de la casa Ingeteam, cuyas características principales aparecen en el pliego de condiciones del proyecto, y cuya ficha técnica se incluye en el Anexo IV.

CAPÍTULO 6. Dimensionado del cableado.

En este apartado se va a calcular la sección de los cables de DC, en sus diferentes tramos, y de AC, de manera que la instalación fotovoltaica cumpla en todo momento con el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto (REBT).

La sección de los cables se calculará en base a la aplicación de dos criterios diferentes: Criterio de caída de tensión y Criterio térmico o de intensidad admisible, siendo el segundo el que corregirá (en caso de obtener un resultado distinto) al primero.

Se prestará especial atención a que de acuerdo con la ITC-BT-40, la caída máxima de tensión para la parte de DC (entre el generador fotovoltaico y el inversor), no podrá ser superior al 1,5%. Como no se concreta el porcentaje de caída de tensión entre generador y caja de conexiones, y caja de conexiones e inversor, se va a considerar para este proyecto unas caídas de tensión de 1,2% y 0,3%, respectivamente. El límite de caída de tensión de 1,5% también se aplica al cableado de AC.

Por otro lado, puntualizar que para todas las secciones de cable calculadas, se escogerá la sección normalizada inmediatamente superior, tal y como se indica en la ITC-BT-18.

Las longitudes de los distintos cables se obtendrán midiendo cada uno de ellos en el plano de la instalación fotovoltaica por medio del programa AutoCAD.

6.1 Cableado de DC

6.1.1 Cableado de los strings

En este punto se va a calcular la sección de los cables que hay entre módulos y también la de los cables que van desde los extremos de los strings hasta las cajas de conexiones. En total hay 3 cajas de conexión y 19 strings de 21 módulos (a una caja de conexión), 15 strings de 22 módulos (a otra caja de conexión) y 15 strings de 21 módulos (a la última caja de conexión).

Criterio de caída de tensión máxima

Para este criterio, la fórmula que permite obtener la sección mínima de un cable es la siguiente:

$$S_{string} = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{\frac{e_{string}}{100} \cdot \sigma_{90^\circ} \cdot V_{string}} \quad (16)$$

Donde:

- S_{string} : Sección mínima del cable del string, en mm².
- L_{string} : Longitud del cable del string, en m.
- I_{string} : Corriente que pasa por el string, en A. Esta corriente corresponde con la corriente del módulo en su punto de máxima potencia, medida en condiciones estándar de radiación y temperatura (STC).
- e_{string} : Caída de tensión máxima del string, en %. En este caso se ha considerado de 1,2%.
- $\sigma_{90^{\circ}}$: Conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima, en m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$). En este caso se ha considerado que la temperatura máxima que alcanzará el cobre será de 90°C, valor para el cual dicha conductividad vale 44 m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$).
- V_{string} : Tensión del string, en V. Es el resultado de multiplicar el número de módulos del string por la tensión en el punto de máxima potencia (medida en condiciones estándar de radiación y temperatura) del módulo.

De todas las variables que intervienen en el cálculo de la sección del cableado, las únicas que variarían serán L_{string} y V_{string} ; la primera porque cada string está situado en una posición diferente y por tanto la posición de los cables ya no puede ser la misma, y la segunda porque según el inversor al que se vayan a conectar, los strings pueden ser de 20 o 21 módulos.

Tras realizar los cálculos, las secciones de cable obtenidas son de 4, 6 y 10 mm², cambiando según el string en concreto. En total habría 25 strings que emplearían cable de 6 mm², 20 strings que utilizarían cable de 10 mm², y 4 strings que usarían cable de 4 mm². A continuación se presentan dos tablas con todos los cálculos, donde a parte de las variables descritas anteriormente, se indica el número de módulos que hay en cada string (M_{string}):

CUBIERTA 2	Cableado de los strings						
	Strings	L_string (m)	I_string (A)	e_string (%)	σ (m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$))	M_string	V_string (V)
S1-2	143,69	8,76	1,20%	44	21	791,7	6,02
S2-2	139,77	8,76	1,20%	44	21	791,7	5,86
S3-2	135,84	8,76	1,20%	44	21	791,7	5,69
S4-2	131,92	8,76	1,20%	44	21	791,7	5,53
S5-2	127,99	8,76	1,20%	44	21	791,7	5,36
S6-2	124,07	8,76	1,20%	44	21	791,7	5,20
S7-2	120,15	8,76	1,20%	44	21	791,7	5,04
S8-2	116,22	8,76	1,20%	44	21	791,7	4,87
S9-2	112,30	8,76	1,20%	44	21	791,7	4,71
S10-2	108,37	8,76	1,20%	44	21	791,7	4,54
S11-2	104,45	8,76	1,20%	44	21	791,7	4,38
S12-2	100,52	8,76	1,20%	44	21	791,7	4,21
S13-2	96,60	8,76	1,20%	44	21	791,7	4,05
S14-2	92,67	8,76	1,20%	44	21	791,7	3,88
S15-2	88,75	8,76	1,20%	44	21	791,7	3,72

Tabla 19: Cálculo de la sección del cableado de los strings de la CUBIERTA 2 (criterio de caída de tensión máxima).

CUBIERTA 1	Cableado de los strings						
	Strings	L_string (m)	I_string (A)	e_string (%)	σ (m/(Ω -mm ²))	M_string	V_string (V)
S1-1	221,87	8,76	1,20%	44	21	791,7	9,30
S2-1	217,39	8,76	1,20%	44	21	791,7	9,11
S3-1	212,94	8,76	1,20%	44	21	791,7	8,92
S4-1	208,50	8,76	1,20%	44	21	791,7	8,74
S5-1	204,06	8,76	1,20%	44	21	791,7	8,55
S6-1	199,62	8,76	1,20%	44	21	791,7	8,37
S7-1	195,18	8,76	1,20%	44	21	791,7	8,18
S8-1	190,74	8,76	1,20%	44	21	791,7	7,99
S9-1	186,29	8,76	1,20%	44	21	791,7	7,81
S10-1	181,85	8,76	1,20%	44	21	791,7	7,62
S11-1	177,41	8,76	1,20%	44	21	791,7	7,44
S12-1	172,97	8,76	1,20%	44	21	791,7	7,25
S13-1	168,53	8,76	1,20%	44	21	791,7	7,06
S14-1	164,09	8,76	1,20%	44	21	791,7	6,88
S15-1	159,64	8,76	1,20%	44	21	791,7	6,69
S16-1	155,80	8,76	1,20%	44	21	791,7	6,53
S17-1	150,76	8,76	1,20%	44	21	791,7	6,32
S18-1	146,32	8,76	1,20%	44	21	791,7	6,13
S19-1	141,88	8,76	1,20%	44	21	791,7	5,95
S20-1	133,00	8,76	1,20%	44	22	829,4	5,32
S21-1	128,57	8,76	1,20%	44	22	829,4	5,14
S22-1	124,14	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,97
S23-1	119,69	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,79
S24-1	115,26	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,61
S25-1	110,82	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,43
S26-1	106,52	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,26
S27-1	110,95	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,44
S28-1	132,50	8,76	1,20%	44	22	829,4	5,30
S29-1	151,68	8,76	1,20%	44	22	829,4	6,07
S30-1	94,03	8,76	1,20%	44	22	829,4	3,76
S31-1	97,96	8,76	1,20%	44	22	829,4	3,92
S32-1	101,88	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,08
S33-1	105,81	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,23
S34-1	109,74	8,76	1,20%	44	22	829,4	4,39

Tabla 20: Cálculo de la sección del cableado de los strings de la CUBIERTA 1 (criterio de caída de tensión máxima).

Criterio de máxima intensidad admisible

Mientras que el criterio anterior se basa en la longitud de los strings y en las tensiones y corrientes del punto de máxima potencia del módulo, este método se centra en obtener la sección del cable en función de la máxima corriente que pueda circular por este. El objetivo es elegir un cable tal que su máxima intensidad admisible (I_{adm}) sea un 25% superior a la máxima que podría circular por el cable ($I_{m\acute{a}x}$). Así, se aplicará la ecuación siguiente:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot I_{SC,MOD}; I_{m\acute{a}x} \leq I_{adm} \quad (17)$$

Donde $I_{SC,MOD}$ es la corriente de cortocircuito de un módulo, que es la máxima que puede circular por un string, y que en este caso tiene un valor de 9,27 A. Por tanto la corriente máxima es:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot 9,27 = 11,59 \text{ A}$$

Ahora hay que comprobar el valor de la intensidad admisible. Para ello se recurre a la Tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 de marzo de 2015, en la cual aparecen las corrientes admisibles para cables de conexión entre módulos y módulos y cajas de conexión (Tabla 21).

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA. El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Tabla 21: Intensidad máxima admisible en cable de uso fotovoltaico en CC. Fuente: Tabla A.3 UNE-EN 50618:2015.

Como la corriente de máxima que puede atravesar un string (9,27 A) es la misma independientemente de la longitud y el número de módulos de este, se va a probar primero con la tensión admisible del cable de 4 mm² (I₀), que es de 52 A; si se cumple para este, se cumplirá para los de 6 y 10 mm².

No obstante, los 52 A no sería el valor real de la corriente admisible, pues antes hay que aplicarle dos factores de corrección que tienen que ver con las condiciones de la instalación. De esta manera:

$$I_{adm} = FC1 \cdot FC2 \cdot I_0 \tag{18}$$

Donde:

- FC1: Factor de corrección correspondiente al nivel de agrupación de los cables. Para elegirlo se considera el punto en el que se da la máxima agrupación de cables que es en las entradas de las cajas de conexión. De las tres cajas de conexión, la que recibe menos strings cuenta con 30 cables (2x15). Por tanto, de acuerdo con la Tabla B.52.17 de la norma UNE HD 60364-5-52, FC1 tendría un valor, en cualquier caso, de 0,38 (Tabla 22).
- FC2: Factor de corrección por temperatura de operación distinta de 60°C. Para el caso de una temperatura de operación de 90°C, según la Tabla A.4 de la norma UNE-EN 50618 (Tabla 23), este factor adquiere un valor de 0,75.

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares:												Para usarse con las corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

Tabla 22: Factores de corrección para agrupación de cables. Fuente: Tabla B.52.17, norma UNE HD 60364-5-52.

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Tabla 23: Factores de corrección por temperatura de operación distinta de 60°C. Fuente: Tabla A.4, norma UNE-EN 50618.

El valor de la intensidad admisible es, finalmente:

$$I_{adm} = 0,38 \cdot 0,75 \cdot 52 = 14,82 \text{ A} > 11,59 \text{ A}$$

A la vista de este resultado, puede afirmarse que se cumple la condición de intensidad admisible para el cable de menor sección de los calculados aplicando el otro criterio, por lo que seguro que se cumplirá para los de sección mayor. Las otras corrientes admisibles serían 19,10 A y 26,51 A.

Por tanto, y para que se cumplan los dos criterios, se van a instalar tres tipos de cables para los strings, de 4, 6 y 10 mm² de sección; todos ellos unipolares de cobre (Cu) con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC.

6.1.2 Cableado entre cajas de conexión e inversores

En este punto se calculara el último tramo de cableado de DC, correspondiente a los cables que van desde la salida de las cajas de conexión, a las cuales acometen los trings, hasta las entradas de los inversores.

Criterio de caída de tensión máxima

La fórmula a aplicar ahora es muy parecida a la empleada para el tramo de los strings, solo que ahora además se tendrá en cuenta la cantidad de ramas en paralelo que van a parar a cada caja de conexión/inversor:

$$S_{CC-I} = \frac{2 \cdot L_{CC-I} \cdot N_P \cdot I_{string}}{\frac{e_{CC-I}}{100} \cdot \sigma_{90^\circ} \cdot V_{string}} \quad (19)$$

Donde:

- S_{CC-I} Sección mínima del cable que va desde la caja de conexión (CC) al inversor (I), en mm².
- L_{CC-I} : Longitud del cable que va desde la caja de conexión (CC) al inversor (I), en m.
- N_P : Número de strings (ramas) en paralelo.
- I_{string} : Corriente que pasa por el string, en A. Esta corriente corresponde con la corriente del módulo en su punto de máxima potencia, medida en condiciones STC.
- e_{CC-I} : Caída de tensión máxima del cable CC-I, en %. En este caso se ha considerado de 0,3%.
- σ_{90° : Conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima, en m/(Ω·mm²). En este caso se ha considerado que la temperatura máxima que alcanzará el cobre será de 90°C, valor para el cual dicha conductividad vale 44 m/(Ω·mm²).
- V_{string} : Tensión del string, en V. Es el resultado de multiplicar el número de módulos del string por la tensión en el punto de máxima potencia (medida en condiciones estándar de radiación y temperatura) del módulo.

Como en la instalación hay tres cajas de conexión y tres inversores, habrá tres cables de este tipo. Para cada uno de estos tres cables, las variables L_{CC-I} , N_p y V_{string} serán diferentes.

A continuación se presenta una tabla (Tabla 24) con los cálculos, donde a parte de las variables descritas anteriormente, se indica el número de módulos que hay en cada string (M_{string}):

Cableado entre cajas de conexión e inversores								
Tramos	L_{CC-I} (m)	N_p	I_{string} (A)	e_{CC-I} (%)	σ (m/($\Omega \cdot mm^2$))	M_{string}	V_{string} (V)	S_{CC-I} (mm ²)
CC1-I1	22,01	15	8,76	0,30%	44	22	829,4	52,83
CC2-I2	23,00	19	8,76	0,30%	44	21	791,7	73,28
CC3-I3	5,56	15	8,76	0,30%	44	21	791,7	13,98

Tabla 24: Cálculo de la sección del cableado entre caja de conexión e inversor (criterio de caída de tensión máxima).

Para normalizar las secciones obtenidas, en primer lugar se va a identificar el método de instalación a la Tabla 52-B1 de la norma UNE 20460-5-523 (Tabla 25). Cómo los cables se instalarán sobre una pared, el método de instalación será el C. Además, como no existe una columna para un único conductor, se tomarán los valores para dos conductores con aislamiento XLPE (esto último porque este material resiste temperaturas de operación de hasta 90°C, que es lo que se ha considerado anteriormente).

Instalación de referencia		Tabla y columna				
		Intensidad admisible para los circuitos simples				
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
		Número de conductores				
		2	3	2	3	
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 3	Tabla A.52-1 bis columna 7	Tabla A.52-1 bis columna 6
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla A.52-1 bis columna 3	Tabla A.52-1 bis columna 2	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 5
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 10	Tabla A.52-1 bis columna 8
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 7
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 11	Tabla A.52-1 bis columna 9
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	Tabla A.52-2 bis columna 3	Tabla A.52-2 bis columna 4	Tabla A.52-2 bis columna 5	Tabla A.52-2 bis columna 6
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces al diámetro del cable	E	Tabla A.52-1 bis columna 9	Tabla A.52-1 bis columna 7	Tabla A.52-1 bis columna 12	Tabla A.52-1 bis columna 10
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla A.52-1 bis columna 10	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 13	Tabla A.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	---	Ver UNE 20460-5-523	---	Ver UNE 20460-5-523

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) **EPR:** Etileno-propileno (90°C) **PVC:** Policloruro de vinilo (70°C)
Cobre: $\rho_{20} = 1/56 \Omega \cdot mm^2/m$; **Aluminio:** $\rho_{20} = 1/35 \Omega \cdot mm^2/m$
Para el cobre y el aluminio: $\theta = 70^\circ C \rightarrow K_\theta = 1,20$; $\theta = 90^\circ C \rightarrow K_\theta = 1,28$
POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN kVA):
 5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000
FACTORES DE MAYORACIÓN K_G : 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

Tabla 25: Métodos de instalación de referencia. Fuente: Tabla 52-B1, norma UNE 20460-5-523.

Yendo ahora a la Tabla A.52-1 BIS de la norma UNE 20460-5-523 (Tabla 26), las secciones normalizadas para los tres cables serían de 16, 70 y 95 mm², y sus intensidades admisibles (I_0) 91, 224 y 271 A, respectivamente. No obstante, hasta que no se aplique el criterio de máxima intensidad admisible no se puede determinar cuál será la sección final de los cables.

Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
	PVC3	PVC2	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	
A1													
A2	PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2							
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2					
C					PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2		XLPE3	XLPE2	
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
F							PVC3	PVC2	XLPE3		XLPE2		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Sección mm ²													
Cobre													
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-	
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-	
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-	
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-	
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-	
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-	
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140	
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269	
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327	
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380	
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
Aluminio													
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-	
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-	
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-	
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-	
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-	
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105	
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130	
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160	
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206	
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251	
120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293	
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338	
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388	
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Tabla 26: Intensidades admisibles en amperios. Fuente: Tabla A.52-1 BIS, norma UNE 20460-5-523.

Criterio de máxima intensidad admisible

Se va a proceder de manera análoga a la descrita para el cableado de los strings.

En este caso, la fórmula a aplicar incluye el número de ramas en paralelo:

$$I_{m\acute{a}x,CC-I} = 1,25 \cdot N_p \cdot I_{SC,MOD}; I_{m\acute{a}x,CC-I} \leq I_{adm} \tag{20}$$

Así, las corrientes máximas de cada uno de los tres cables serán:

$$I_{m\acute{a}x,CC1-I1} = I_{m\acute{a}x,CC3-I3} = 1,25 \cdot 15 \cdot 9,27 = 173,81 A$$

$$I_{m\acute{a}x,CC2-I2} = 1,25 \cdot 19 \cdot 9,27 = 220,16 A$$

A continuación se aplicaría la ecuación 18, pero ocurre que FC1 y FC2 son igual a la unidad, y por tanto:

$$I_{adm,CC-I} = I_{0,CC-I}$$

Aclarar que FC1 y FC2 son la unidad porque, ahora no hay agrupación de cables y porque la Tabla A.52-1 BIS de la norma UNE 20460-5-523 ya está tabulada para una temperatura de operación de 90°C.

De esta manera, se obtiene lo siguiente:

$$I_{adm,CC1-I1} = 224 A > 173,81 A$$

$$I_{adm,CC2-I2} = 271 A > 220,16 A$$

$$I_{adm,CC3-I3} = 91 A < 173,81 A \rightarrow I_{adm,CC2-I2} = 175 A > 173,81 A$$

Con estos resultados, puede observarse que tanto el cable que va de la caja de conexión 1 al inversor 1, como el cable que va de la caja de conexión 2 al inversor 2, cumplen con la condición de máxima intensidad admisible, y por tanto son válidas las secciones normalizadas obtenidas con el criterio de caída de tensión máxima. Se instalarán dos cables de cobre con aislamiento de XLPE2 y cubierta de PVC, de 70 y 95 mm² de sección, de 22 y 23 metros respectivamente.

En el caso del cable que va de la caja de conexión 3 al inversor 3, si se tomaba un cable de sección de 16 mm² de sección, se ve que la corriente admisible era de 91 A y por tanto no se cumplía la condición de máxima intensidad admisible. Por ello se ha ido bajando en la Tabla 26 hasta encontrar una sección de cable cuya corriente admisible fuera superior a 173,81 A, dando finalmente con un cable de 50 mm². El tercer cable entre caja de conexión e inversor será de cobre con aislamiento de XLPE2 y cubierta de PVC, 50 mm² de sección y 5,56 m de longitud.

6.2 Cableado de AC

Este tramo de cable va desde los inversores hasta el cuadro de protección y medida de AC, y discurrirá en toda su trayectoria por el interior de un tubo enterrado. Como hay tres inversores, habrá tres de estos cables.

De acuerdo con la Tabla 25, este método de instalar los cables corresponde con el D, y como este es el tramo de corriente alterna, el cable será de tres conductores y tendrá un aislamiento XLPE (por ser la temperatura de operación de 90°C). Por tanto, la intensidad máxima admisible habrá que obtenerla de la columna 11 de la Tabla 26.

Criterio de caída de tensión máxima

La fórmula a aplicar ahora es muy parecida a la empleada para el tramo de los strings, solo que ahora además se tendrá en cuenta la cantidad de ramas en paralelo que van a parar a cada caja de conexión/inversor:

$$S_{AC,trif} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot \cos\varphi \cdot I_{inv,AC}}{\frac{e_{AC}}{100} \cdot \sigma_{90^{\circ}} \cdot V_{línea}} \quad (21)$$

Donde:

- $S_{AC,trif}$: Sección mínima del cable que va desde el inversor hasta el cuadro de protecciones, en mm².
- L_{AC} : Longitud del cable que va desde el inversor hasta el cuadro de protecciones, en m.
- $\cos\varphi$: Factor de potencia del inversor. Se le dará el valor de 1 (puede ajustarse en el propio inversor).
- $I_{inv,AC}$: Corriente nominal de salida del inversor (en alterna), en A. Para el inversor seleccionado de 10kW de Ingeteam, este parámetro vale 145 A.
- e_{AC} : Caída de tensión máxima del cable de alterna, en %. En este caso se considerará el marcado por la ITC-BT-40 de 1,5%.
- $\sigma_{90^{\circ}}$: Conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima, en m/(Ω·mm²). En este caso se ha considerado que la temperatura máxima que alcanzará el cobre será de 90°C, valor para el cual dicha conductividad vale 44 m/(Ω·mm²).

- $V_{línea}$: Tensión entre fases, en V. Este valor es de 400 V.

Como en la instalación hay tres inversores, habrá tres cables de este tipo. La única variable que cambiará será la de L_{AC} .

A continuación se presenta una tabla (Tabla 24) con los cálculos:

Cableado AC							
Tramos	L _{AC} (m)	cos φ	I _{inv,AC} (A)	e _{AC} (%)	σ (m/(Ω·mm ²))	V _{línea} (V)	S _{AC,trif} (mm ²)
AC1	6,10	1	145	1,50%	44	400	5,81
AC2	6,11	1	145	1,50%	44	400	5,81
AC3	7,41	1	145	1,50%	44	400	7,05

Tabla 27: Cálculo de la sección del cableado de AC (criterio de caída de tensión máxima)

De acuerdo con este criterio, y mirando la tabla 28, las secciones normalizadas de los cables deberían ser 6 (dos cables) y 10 (un cable) mm².

Criterio de máxima intensidad admisible

Una vez más, deberá aplicarse la fórmula siguiente:

$$I_{máx,AC} = 1,25 \cdot I_{inv,máx}; I_{máx,AC} \leq I_{adm} \quad (22)$$

Donde $I_{inv,máx}$ es la corriente máxima de salida del inversor, en AC, que como se ha dicho anteriormente, tiene un valor de 145 A.

Así, las corrientes máximas de cada uno de los tres cables serán:

$$I_{máx,AC1} = I_{máx,AC2} = I_{máx,AC3} = 1,25 \cdot 145 = 181,25 A$$

Ahora hay que comprobar el valor de la intensidad admisible. Para ello, en este caso de AC se recurre a la Tabla A.52-2 BIS de la norma UNE 20560 5-523, en la cual aparecen las corrientes admisibles para cables enterrados (Tabla 28).

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	Cobre				
	1,5	20,5	17	24,5	21
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336
300	387	319	455	380	

Tabla 28: Intensidad máxima admisible en cable de uso fotovoltaico en CC. Fuente: Tabla A.3 UNE-EN 50618:2015.

Las tensiones admisibles iniciales obtenidas son:

$$I_{0,AC1} = I_{0,AC2} = 44 A$$

$$I_{0,AC3} = 58 A$$

Claramente estas tensiones no cumplen la condición de máxima corriente admisible, pues son bastante menores de 181,25 A. Por tanto, habrá que aumentar considerablemente la sección de los cables, y más todavía sabiendo que hay que usar la ecuación 18 y se van a tener que aplicar factores de corrección, con $FC1=0,70$, por ser tres cables agrupados (Tabla 22), y $FC2=0,75$ (Tabla 23). Se probará primero con el valor más alto de I_0 y luego se irá bajando si fuera necesario:

$$I_{adm} = 0,70 \cdot 0,75 \cdot 380 = 199,5 \text{ A} > 181,25 \text{ A}$$

Este resultado cumple, y por no mucho, el criterio, por lo que será la sección escogida para los tres cables. Por tanto, se van a instalar tres cables multiconductores de Cu (cobre) con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC de 300 mm² de sección.

Además, en el tramo de AC habrá tres conductores de fase y un neutro, neutro cuya sección se determinará en función de la sección del cable de fase a partir de la Tabla 1 de la ITC-BT-07 (Tabla 29).

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Tabla 29: Sección del neutro en función de la sección de los cables de fase. Fuente: Tabla 1, ITC-BT-07.

A la vista de la tabla anterior, se puede concluir que finalmente se instalarán en el tramo de AC tres líneas trifásicas de tres conductores de 300 mm², y un neutro de 150 mm² de sección.

CAPÍTULO 7: Dimensionado de los tubos de protección.

7.1 Tubos para el cableado de CC

En este punto se va a dimensionar el tubo por el que circularán los cables de corriente continua que van desde la cajas de conexiones hasta los inversores. Para ello se recurre a la Tabla 9 de la ITC-BT-21, donde aparecen los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	–

Tabla 30: Diámetros exteriores mínimos de los tubos de protección enterrados. Fuente: Tabla 9, ITC-BT-21 del REBT.

En este caso, el tubo de protección que irá enterrado, es para albergar a los dos cables que vienen de las cajas de conexión de la cubierta 1. El cable que hay entre la caja de conexiones de la cubierta 2 y el inversor irá fijado a la pared exterior hasta entrar a la sala de inversores.

Por tanto, para proteger los dos cables deseados, de 70 y 95 mm² de sección, será necesario un tubo de 140 mm de diámetro exterior, de 22 metros de longitud (al final el tubo será de 160 mm de diámetro por no disponer el fabricante de tubo de 140 mm).

7.2 Tubos para el cableado de AC

Para dimensionar el tubo protector del cableado de corriente alterna se utiliza la misma tabla que para el caso del tubo de DC, puesto que también se trata de cables que irán enterrados.

En este caso se dispone de tres cables de 300 mm² de sección (19,54 mm de diámetro) y uno de 150 mm² (13,82 mm de diámetro). Mirando en la Tabla 34, se ve que no hay tubos para secciones nominales tan grandes. No obstante, puesto que los diámetros de los cuatro cables no suman más de 73 mm, se opta por elegir el tubo de mayor diámetro exterior, que es el de 250 mm, del cual se necesitarán 11 metros.

CAPÍTULO 8: Dimensionado de las protecciones.

En este capítulo se van a calcular y a seleccionar los elementos de protección que una instalación eléctrica de este tipo (fotovoltaica) debe tener.

8.1 Protecciones para la parte de DC

Aquí se incluyen las distintas protecciones que debe haber entre el campo fotovoltaico y el inversor.

8.1.1 Protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos

El dimensionado de los elementos de protección contra sobrecargas se hace de acuerdo a la ITC-BT-22 del REBT, la cual obliga al cumplimiento de la UNE 20460-4-433, por la que se deben cumplir los siguientes requisitos:

$$I_B \leq I_n \leq I_{adm} \quad (23)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_{adm} \quad (24)$$

Donde:

- I_B : Corriente de diseño de la línea, que en este caso corresponde con la corriente en el punto de máxima potencia del módulo (I_{PMP}), que es de 8,76 A.
- I_n : Corriente nominal del fusible; es el parámetro que se pretende determinar.
- I_{adm} : Corriente máxima admisible para el conductor protegido. Como se obtuvo en el apartado 6.1.1 de este anexo, estas corrientes son: 11,59 A, 19,10 A y 26,51 A.
- I_f : Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección. De acuerdo con la norma UNE 20460-4-43, este parámetro se calcula como $1,9 \cdot I_n$ para valores de I_n comprendidos entre 4 y 16 A, y como $1,6 \cdot I_n$ para valores de I_n superiores a 16 A.

Por tanto, para los tres casos, las ecuaciones 23 y 24 quedarían (requisitos uno y dos):

$$8,76 \leq I_n \leq 11,59 \text{ A}; 8,76 \leq I_n \leq 19,10 \text{ A}; 8,76 \leq I_n \leq 26,51 \text{ A}$$

$$1,9 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 11,59 \text{ A} = 16,81 \text{ A} \rightarrow I_n \leq 8,85 \text{ A}$$

$$1,9 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 19,10 \text{ A} = 27,70 \text{ A} \rightarrow I_n \leq 14,58 \text{ A}$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 26,51 \text{ A} = 38,44 \text{ A} \rightarrow I_n \leq 24,03 \text{ A}$$

Pues observarse que se cumplen las dos condiciones. De acuerdo con los resultados anteriores, para el lado de DC, los fusibles seleccionados para las tres cajas de conexión serán de tipo gPV, con corrientes nominales de 10, 16 y 25 A, todos ellos con un poder de corte igual o superior a 10 kA. Además la tensión nominal de estos fusibles será mayor al 120% de la tensión de circuito abierto (esta tensión de circuito abierto, según la caja de conexiones que se mire, puede ser de 963,9 o 1009,8 V).

Una vez cumplidos los requisitos para proteger la instalación fotovoltaica frente a sobreintensidades, es hora de protegerla también contra los cortocircuitos, y es que los fusibles que se escojan deben servir para garantizar ambas protecciones.

La protección frente a cortocircuitos se calcula también de acuerdo a la ITC-BT-22 del REBT, la cual obliga al cumplimiento, en este caso, de la UNE 20460-4-434, por la que se deben cumplir las tres siguientes condiciones:

$$P_{dc} \geq I_{SC,m\acute{a}x} \quad (25)$$

$$I_s > I_{f5} \quad (26)$$

$$I_{CC,m\acute{i}n} > I_{f5} \quad (27)$$

Donde:

- P_{dc} : Poder de corte del fusible seleccionado, en kA.
- $I_{SC,m\acute{a}x}$: Corriente máxima de cortocircuito que puede generarse aguas abajo del fusible.
- I_s : Corriente de cortocircuito admisible. Es la máxima corriente que puede soportar un cable, durante 5 segundos, sin deteriorarse. Este parámetro se calcula, de acuerdo con la UNE 20460-4-434, de la siguiente manera:

$$I_s = k \cdot S / \sqrt{t} \quad (28)$$

Donde:

- k : Coeficiente que depende del material del conductor y del tipo de aislamiento utilizado. Para un cable de cobre con aislamiento de XLPE (el tipo de cable elegido), vale 143.
- S : Sección del cable, en mm².
- t : tiempo de actuación del equipo protegiendo frente a un cortocircuito. Se tomará un valor de 5 s.
- I_{f5} : Corriente mínima capaz de hacer actuar el fusible en un tiempo igual o inferior a 5 segundos; es la corriente de fusión.
- $I_{SC,m\acute{i}n}$: Corriente mínima de cortocircuito que puede generarse aguas abajo del fusible. Esta se calcula a partir de expresión de la Guía BT Anexo 3:

$$I_{CC,mín} = \frac{0,8 \cdot U}{L \cdot (Z_L)} \quad (29)$$

Donde:

- U : Tensión simple nominal, de valor 230 V.
- L : Longitud de la línea. Se considerará la longitud del string más largo, para dimensionar en base al caso más desfavorable. En el presente caso, 222 m.
- Z_L : Impedancia de la línea. Se calcula también para las condiciones más desfavorables, que son las de mayor temperatura de operación. La expresión para calcular la impedancia es:

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2} \quad (30)$$

Como el cable de mayor sección (10 mm²) es inferior a 120 mm², el valor de la reactancia inductiva de la línea se considera despreciable ($X_L \cong 0$). Por otro lado, la resistencia de la línea se calcula aplicando:

$$R_L = \frac{1}{\sigma_{90^\circ} \cdot S_L} \quad (31)$$

La primera condición (la de la ecuación 25) se cumple ampliamente, pues el poder de corte de los fusibles seleccionados (10 kA) es mucho mayor que la máxima corriente de cortocircuito que podría darse (203,94 A).

La comprobación del cumplimiento de la segunda condición (ecuación 26) quedaría de la siguiente manera:

$$I_{s,1} = 143 \cdot 4/\sqrt{5} = 255,81 \text{ A} > I_{f5,F10A} = 60 \text{ A}$$

$$I_{s,2} = 143 \cdot 6/\sqrt{5} = 383,71 \text{ A} > I_{f5,F16A} = 90 \text{ A}$$

$$I_{s,3} = 143 \cdot 10/\sqrt{5} = 639,52 \text{ A} > I_{f5,F25A} = 150 \text{ A}$$

Por tanto, la condición dos se cumple en todos los casos.

Por último, la comprobación de la tercera condición (la de la ecuación 27) sería:

$$I_{CC,mín1} = \frac{0,8 \cdot 230}{222 \cdot \left(\frac{1}{44 \cdot 4}\right)} = 145,87 \text{ A} > I_{f5,F10A} = 60 \text{ A}$$

$$I_{CC,mín2} = \frac{0,8 \cdot 230}{222 \cdot \frac{1}{44 \cdot 6}} = 218,81 \text{ A} > I_{f5,F16A} = 90 \text{ A}$$

$$I_{CC,mín2} = \frac{0,8 \cdot 230}{222 \cdot \frac{1}{44 \cdot 10}} = 364,68 \text{ A} > I_{f5,F16A} = 150 \text{ A}$$

Por tanto, la tercera y última condición también se cumple, y los fusibles seleccionados pueden ser los mencionados anteriormente.

8.1.2 Protección frente a sobretensiones

Según el ITC-BT-23, el dispositivo de protección debe reducir las sobretensiones transitorias limitándolas a un valor admisible por los dispositivos que protege. Para la protección del campo fotovoltaico se seleccionará un dispositivo Tipo 2 debiendo cumplir con las siguientes condiciones.

- Nivel de protección (U_p) <4 kV ya que se considera que los equipos que se protegen se corresponden con la Categoría III (equipos y materiales que forman parte de la instalación eléctrica fija y a otros equipos para los cuales se requiere un alto nivel de fiabilidad).
- Tensión aplicada al dispositivo de protección en servicio permanente debe ser menor que la máxima tensión soportada por este de manera continuada.
- Intensidad nominal de descarga mayor de 5 kA. El dispositivo de protección contra sobretensiones será de Tipo 2, por lo que la forma de onda de la corriente estará caracterizada por 8/20 μ s.
- La conexión entre dicho dispositivo y tierra deberá realizarse con un conductor de cobre de sección no inferior a 4 mm².

Por consiguiente, se seleccionara un dispositivo de protección contra sobretensiones de Tipo 2, con intensidad nominal 20 kA a 8/20 μ s, $U \leq 4$ kV, tensión nominal 1000 V, y tensión de trabajo 1170 V.

8.1.3 Protección frente a contactos directos e indirectos. Puesta a tierra

La conexión a tierra del generador fotovoltaico se hará de acuerdo con un esquema IT, en el cual los conductores activos están aislado de tierra (hay una impedancia entre alimentación y tierra). De esta manera se asegura un nivel de protección adecuado tanto para contactos directo como para indirectos.

Para los esquemas IT, hay un serie de requisitos mínimos que se deben cumplir a la hora de conectar los sistemas a tierra, que vienen marcados por la norma UNE-HD 60364-4-41:2010.

Lo primera condición es que todas las masas deben conectarse a tierra, bien por separado o bien en conjunto. En el presente caso, se conectarán todas las masas a un único conductor que posteriormente se conectará a tierra. Para esto debe cumplirse lo siguiente:

$$R_A \cdot I_d \leq 120 V \quad (32)$$

Donde:

- R_A : Resistencia total de la toma de tierra y de los conductores de puesta a tierra.
- I_d : Corriente de defecto en el caso de una primera falta franca entre conductor y masa. Se calcula normalmente despreciando la resistencia de puesta a tierra y la de los conductores (esto aumenta el nivel de seguridad):

$$I_d = \frac{V_N}{R_{aisl}} \quad (33)$$

Donde:

- V_N : Tensión máxima que puede aparecer en la instalación fotovoltaica. Por ser una instalación de baja tensión, esta vale 1000 V.

- R_{aisl} : Resistencia de aislamiento. Es el valor de la resistencia entre cualquiera de los conductores activos y masa. El mínimo marcado para esta es de 1 M Ω .

Sustituyendo los valores anteriores en la ecuación 33 se obtiene que la corriente de defecto es de 1 mA, por lo que para cumplir con la condición de la ecuación 32, la resistencia total de puesta a tierra tiene que ser menor o igual a 120 k Ω . Este valor es bastante bueno, ya que por otros métodos de conexión a tierra la resistencia sale menor, y en consecuencia la protección no es tan buena.

De acuerdo con lo dispuesto en la ITC-BT-18, cuando los cables de los conductores tengan una sección igual o inferior a 16 mm², los cables de puesta a tierra serán de igual sección que la de los conductores. Por tanto, los cables de puesta a tierra serán de 4, 6 y 10 mm².

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 31: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: Tabla 2, ITC-BT-18.

Lo siguiente que hay que considerar es que en el caso de una instalación con esquema de puesta a tierra IT, un primer defecto no es peligroso pues no genera tensiones de defecto, por lo que no se requiere de un interruptor de desconexión ante la detección de faltas. Sin embargo, para garantizar la seguridad de las personas, se debe lograr la equipotencialidad de todas las masas. Esta condición se obtiene al poner a tierra simultáneamente todas las masas de la instalación. Este conductor será de 16 mm², sección mayor que la de los conductores para que pueda recoger una mayor corriente de defecto si se producen fallos simultáneos en varias masas.

Después habría que colocar un controlador de aislamiento. Es un dispositivo que debe avisar de una primera falta y que debe permitir la desconexión para evitar que se produzca una segunda falta que ya daría lugar a tensiones de defecto peligrosas. Esta función la ejecutará el inversor de la instalación.

En cuarto lugar, deberán existir dispositivos que eliminen una eventual segunda falta por cortocircuitos; prescripciones con las que la instalación cumple, gracias a los sistemas que incorpora el inversor y el cuadro de CC con los fusibles de CC.

Por último, como medida adicional para garantizar la seguridad de las personas, se dotará a todos los elementos del campo fotovoltaico (módulos, cables, cajas de conexión...) de aislamiento de Clase II.

8.2 Protecciones para la parte de AC

Aquí se incluyen las distintas protecciones que debe haber entre el inversor y el cuadro de conexiones de AC que hay en el interior de la sala de transformadores de la planta desalinizadora. Las protecciones del lado de AC, como también están en instalaciones interiores, se calculan de forma análoga a las de DC.

8.2.1 Protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos

Para la protección de sobreintensidades y cortocircuitos en el lado de AC, lo más común es instalar interruptores magnetotérmicos, y es lo que se hará también en esta ocasión.

En este caso, también deben cumplirse las condiciones de las ecuaciones 23 y 24 del punto 8.1, solo que ahora las variables de dichas ecuaciones valen lo siguiente:

- I_B : Corriente de diseño de la línea, que en este caso corresponde con la corriente de salida del inversor, que vale 145 A.
- I_n : Corriente nominal del magnetotérmico; es el parámetro que se pretende determinar.
- I_{adm} : Corriente máxima admisible para el conductor protegido. Como se obtuvo en el punto 6.2 de este anexo, esta corriente es de 199,5 A.
- I_f : Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección. De acuerdo con la norma UNE 20460-4-43, este parámetro se calcula $1,6 \cdot I_n$ para valores de I_n superiores a 16 A.

Por tanto, ahora las ecuaciones 23 y 24 quedarían de la siguiente manera (requisitos uno y dos):

$$145 \leq I_n \leq 199,5 A$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 199,5 A = 289,28 A \rightarrow I_n \leq 180,80 A$$

Pues observarse que se cumplen las dos condiciones. Mirando un catálogo de interruptores magnetotérmicos se ve que la única corriente nominal que cumple las dos condiciones anteriores será la de 160 A.

De nuevo, una vez cumplidos los requisitos para proteger la instalación fotovoltaica frente a sobreintensidades, ahora hay que protegerla frente a cortocircuitos.

La protección frente a cortocircuitos se calcula de forma análoga a como se ha hecho en el apartado 8.1.1; es decir, debiendo cumplir las siguientes ecuaciones:

$$P_{dc} \geq I_{SC,máx}$$

$$I_{CC,mín} > I_s$$

Donde:

- P_{dc} : Poder de corte del magnetotérmico, en kA.
- $I_{SC,máx}$: Corriente máxima de cortocircuito que puede generarse aguas abajo del fusible. En este caso, por tratarse del lado de AC, el valor de este parámetro viene marcado por la compañía eléctrica distribuidora de la zona, que es IBERDROLA. Iberdrola dice en su documento MT 2.00.12 (13-09), en el punto 2.7, que "el interruptor general automático de corte omnipolar tendrá poder de corte suficiente para la intensidad de cortocircuito que pueda producirse en el punto de su instalación, de 4.500 A como mínimo.", que es lo mismo que dice el REBT en el punto 1.3 de la ITC-BT-17. Por todo ello, se tomará el valor de 4,5 kA.
- I_s : Corriente de disparo magnético del dispositivo. Se calcula aplicando de nuevo:

$$I_s = k \cdot S / \sqrt{t}$$

Donde:

- $k = 143$.
- $S = 300 \text{ mm}^2$.
- $t = 0,1 \text{ s}$.
- $I_{SC,mín}$: Corriente mínima de cortocircuito que puede generarse aguas abajo del magnetotérmico. Esta se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$I_{CC,min} = \frac{0,8 \cdot U}{L \cdot (Z_L + Z_N)} \quad (34)$$

Donde

- U : Tensión simple nominal, de valor 230 V.

- L : Longitud de la línea. Se considerará la longitud de la línea más larga, que en este caso es de 7,41 m.

- Z_L : Impedancias de la línea. Se calcula aplicando la ecuación:

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$$

- Z_N : Impedancia del neutro. Se calcula de forma análoga a la impedancia de línea:

$$Z_N = \sqrt{R_N^2 + X_N^2} \quad (35)$$

Ahora, como la sección de los cables es mayor de 120 mm², habría que calcular las reactancias inductivas de línea y neutro, que se calcularían de la siguiente manera:

$$X_L = X_N = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (36)$$

Donde f es la frecuencia en hercios (50 Hz en este caso), y L es la inductancia media en henrios (que para este caso se van a suponer 0,5 μH).

Por otro lado, la resistencia de la línea se calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$R_L = \frac{1}{\sigma_{90^\circ} \cdot S_L} \text{ y } R_N = \frac{1}{\sigma_{90^\circ} \cdot S_N} \quad (37)$$

Aplicando las fórmulas de las reactancias: $X_L = X_N = 1,5708 \times 10^{-4} \Omega$. Y aplicando las de las resistencias: $R_L = 7,58 \times 10^{-5} \Omega$ y $R_N = 1,52 \times 10^{-4} \Omega$.

Con todo lo anterior, las fórmulas mencionadas quedarían de la siguiente manera:

$$P_{dc} \geq 4,5 \text{ kA}$$

$$I_{CC,min} = 63.242,12 \text{ A} > I_s = 13.566,17 \text{ A}$$

Se cumplen las dos condiciones, así únicamente hay que asegurarse de es coger un magnetotérmico cuyo poder de corte sea superior a 4,5 kA y que su corriente nominal este entre 145 y 180 A.

Finalmente, el magnetotérmico elegido será de la casa Legrand, de 160 A de corriente nominal y 16 kA de poder de corte. Se colocarán un total de tres (uno por cada salida trifásica de inversor).

8.2.2 Protección frente a contactos directos e indirectos

En el caso de la protección frente a contactos directos e indirectos, suelen instalarse interruptores diferenciales, los cuales pueden detectar este tipo de corrientes diferenciales y abrir el circuito.

Los interruptores diferenciales (ID) se dimensionan a partir de las características de los interruptores magnetotérmicos (IM) elegidos para proteger frente a las sobrecargas y cortocircuitos. Por ello, se deben cumplir las siguientes ecuaciones:

$$I_n(ID) \geq I_n(IM) = 160 A \quad (38)$$

$$P_{dc}(ID) \geq P(IM) = 16 kA \quad (39)$$

Donde:

- I_n : Corriente nominal, en A.
- P_{dc} : Poder de corte, en kA

Además de cumplir las condiciones anteriores, un aspecto importante a la hora de elegir un ID es el de determinar su sensibilidad. La sensibilidad de un ID es la cantidad máxima de corriente de defecto que este dejaría pasar antes de actuar y abrir el circuito. Por tanto, debe elegirse un ID cuya sensibilidad no sea dañina para las personas. Con este precepto se fija un valor de sensibilidad de 300 mA.

Finalmente, se seleccionará un ID de sensibilidad 300 mA, corriente nominal 160 A y Pdc superior o igual a 16 kA.

CAPÍTULO 9: Pérdidas energéticas en la instalación.

En este capítulo se van a calcular las pérdidas que se producen en los diferentes tramos de la instalación fotovoltaica, desde los módulos hasta la entrega de energía en AC. Estos cálculos permitirán obtener en el capítulo siguiente la cantidad de energía anual que realmente llegará a las cargas.

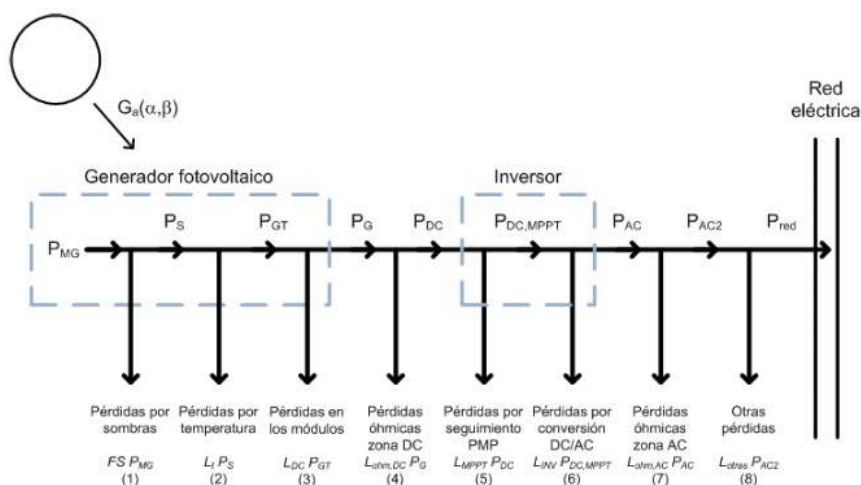


Figura 6: Pérdidas energéticas de una instalación fotovoltaica. Fuente: Ibáñez (s.a.).

9.1 Pérdidas por orientación e inclinación del generador

Como finalmente los paneles no estarán orientados al sur, que sería la orientación óptima, se han de considerarse unas pérdidas por orientación. Estas pérdidas por orientación tienen un máximo, el cual está indicado en el Documento Básico HE Ahorro de Energía de Junio 2017, concretamente en la Tabla 2.3 de la Sección HE 5:

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición de módulos fotovoltaicos	20%	15%	30%
Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos	40%	20%	50%

Tabla 32: Pérdidas límite. Fuente: Tabla 2.3, DB HE 5.

La instalación a la que hace referencia este proyecto, al no haber superposición de módulos ni integración arquitectónica, se trata de un caso general, y por tanto el máximo de pérdidas por orientación e inclinación que podemos tener es del 10%.

Para ver si la instalación cumple ese límite hay que comprobar que el ángulo de inclinación de 35° esté comprendido entre unos límites mínimo y máximo de inclinación. Estos límites se calculan primero para un ángulo de acimut de 41° ($\phi=41^\circ$) y después se corrigen por medio de unas fórmulas.

Sobre la gráfica siguiente se dibuja la curva del 10% de pérdidas y la recta del ángulo de acimut de la instalación, que en este caso es de -31° ($\phi=-31^\circ$):

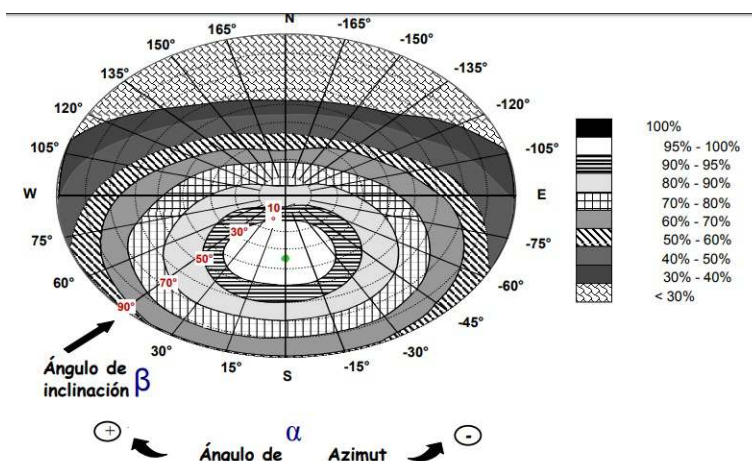


Figura 7: Gráfica de pérdidas por orientación e inclinación y sombras, válida para $\phi=41^\circ$. Fuente: CTE.

La recta de $\phi=-31^\circ$ corta a la curva del 10% de pérdidas (90% de aprovechamiento) en dos puntos; estos dos puntos corresponden a los límites de inclinación para $\phi=41^\circ$, que en este caso han salido $\beta=54^\circ$ el máximo y $\beta=6^\circ$ el mínimo. Para corregir estos valores se aplican las siguientes fórmulas:

$$\beta_{max} = \beta_{max}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \phi) = 54^\circ - (41^\circ - 31^\circ) = 51,784^\circ \quad (40)$$

$$\beta_{min} = \beta_{min}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \phi) = 6^\circ - (41^\circ - 31^\circ) = 3,784^\circ \quad (41)$$

Cómo el ángulo de inclinación de 35° está entre esos dos límites, las pérdidas por orientación no serán superiores al 10% y por tanto se cumple el requisito del DB HE 5.

9.2 Pérdidas por sombras

En el caso de esta instalación fotovoltaica, no habrá pérdidas por sombras, pues las terrazas sobre las que se instalarán los paneles fotovoltaicos son las cubiertas de dos edificaciones que no tienen ningún otro edificio o árbol, en 300 metros a la redonda, más alto que estos.

Por tanto, las pérdidas por sombras serán nulas, y de acuerdo con los parámetros de la Figura 4, resulta:

$$\left. \begin{array}{l} P_{M,G} = 344520 \text{ W} \\ FS = 0 \end{array} \right\} P_S = P_{M,G} \cdot (1 - FS) = 344520 \text{ W}$$

Donde $P_{M,G}$ es la potencia instalada, FS es el factor de pérdidas de radiación debido a sombras (las pérdidas por sombras), y P_S sería la potencia restante.

9.3 Resto de pérdidas energéticas

El resto de pérdidas energéticas que se observan en el la Figura 4 anterior, se calculan en un proceso concatenado aplicando fórmulas sencillas (la potencia restante es la que había justo antes menos lo perdido en el último tramo).

Por ello, y para no extenderse más de lo necesario, se van a presentar los resultados en dos tablas (Tabla 31 y Tabla 32), y posteriormente se explicaran qué es cada columna y cuáles han sido las fórmulas aplicadas en cada caso.

Mes	Nd	Gm (βopt)	Tam (°C)	Glm (βopt)	Tcm (°C)	Ltm (%)	P_GTm (W)	L_DCm (%)	P_Gm (W)	P_ohm,DCm (W)	L_ohm,DCm (%)	P_DCm (W)
Enero	31	127917,74	12,8	171,93	18,17	0,00	344520,00	3,00	334184,40	5171,75	1,5476%	329012,65
Febrero	28	139349,83	12,0	207,37	18,48	0,00	344520,00	3,00	334184,40	5171,75	1,5476%	329012,65
Marzo	31	186034,93	13,2	250,05	21,01	0,00	344520,00	3,00	334184,40	5171,75	1,5476%	329012,65
Abril	30	187281,54	15,3	260,11	23,43	0,00	344520,00	3,00	334184,40	5171,75	1,5476%	329012,65
Mayo	31	201612,73	17,9	270,98	26,37	0,55	342634,41	3,00	332355,37	5171,75	1,5561%	327183,63
Junio	30	204676,11	21,4	284,27	30,28	2,11	337238,90	3,00	327121,73	5171,75	1,5810%	321949,99
Julio	31	215692,67	24,5	289,91	33,56	3,42	332724,09	3,00	322742,36	5171,75	1,6024%	317570,62
Agosto	31	207604,19	25,2	279,04	33,92	3,57	332227,62	3,00	322260,79	5171,75	1,6048%	317089,04
Septiembre	30	179743,89	23,5	249,64	31,30	2,52	335836,19	3,00	325761,10	5171,75	1,5876%	320589,36
Octubre	31	163267,37	20,8	219,45	27,66	1,06	340857,52	3,00	330631,79	5171,75	1,5642%	325460,05
Noviembre	30	127270,27	16,8	176,76	22,32	0,00	344520,00	3,00	334184,40	5171,75	1,5476%	329012,65
Diciembre	31	114736,52	14,0	154,22	18,82	0,00	344520,00	3,00	334184,40	5171,75	1,5476%	329012,65
Año	Nd	Ga (βopt)	Taa (°C)	Gla (βopt)	Tca (°C)	Lta (%)	P_GTa (W)	L_DCa (%)	P_Ga (W)	P_ohm,Dca (W)	L_ohm,Dca (%)	P_DCa (W)
	365	2056376,40	18,1	234,75	25,44	1,10	340719,89	3,00	330498,30	5171,75	1,5648%	325326,55

Tabla 33: Pérdidas: por temperatura de los cables, en los módulos, y óhmicas en la zona de DC.

Mes	L_MPPTm (%)	P_DC,MPPTm (W)	L_INVm (%)	P_AC1m (W)	P_ohm,ACm (W)	L_ohm,ACm (%)	P_AC2m (W)	L_otras (W)	P_redm (W)
Enero	0,10%	328683,64	1,50%	323753,39	3013,77	0,9309%	320739,62	5	304702,64
Febrero	0,10%	328683,64	1,50%	323753,39	3013,77	0,9309%	320739,62	5	304702,64
Marzo	0,10%	328683,64	1,50%	323753,39	3013,77	0,9309%	320739,62	5	304702,64
Abril	0,10%	328683,64	1,50%	323753,39	3013,77	0,9309%	320739,62	5	304702,64
Mayo	0,10%	326856,44	1,50%	321953,60	3013,77	0,9361%	318939,83	5	302992,84
Junio	0,10%	321628,04	1,50%	316803,61	3013,77	0,9513%	313789,85	5	298100,35
Julio	0,10%	317253,05	1,50%	312494,25	3013,77	0,9644%	309480,48	5	294006,46
Agosto	0,10%	316771,95	1,50%	312020,37	3013,77	0,9659%	309006,61	5	293556,28
Septiembre	0,10%	320268,77	1,50%	315464,74	3013,77	0,9553%	312450,97	5	296828,42
Octubre	0,10%	325134,59	1,50%	320257,57	3013,77	0,9410%	317243,80	5	301381,61
Noviembre	0,10%	328683,64	1,50%	323753,39	3013,77	0,9309%	320739,62	5	304702,64
Diciembre	0,10%	328683,64	1,50%	323753,39	3013,77	0,9309%	320739,62	5	304702,64
Año	L_MPPTa (%)	P_DC,MPPTa (W)	L_INVa (%)	P_AC1a (W)	P_ohm,ACa (W)	L_ohm,ACa (%)	P_AC2a (W)	L_otrasa (%)	P_reda (w)
	0,10%	325001,22	1,50%	320126,21	3013,77	0,9414%	317112,44	5	301256,81

Tabla 34: Pérdidas: por seguimiento del MPPT, en el convertidor DC/AC, óhmicas en la zona de AC y otras pérdidas.

De manera general, puede observarse en las tablas anteriores que en todas las columnas, al final del nombre de la variable hay una "m" o una "a"; esto se pone para indicar que se trata de valores mensuales o de un valor anual, respectivamente. De ahora en adelante se explicaran las variables mensuales, aunque lo mismo suele ser aplicable a las anuales.

A continuación se presenta la explicación de cada columna y de las fórmulas empleadas:

- N_d : Número de días que tiene el mes.
- $H_m(\beta_{opt})$: Radiación solar total recibida en un mes, en Wh/m². Se calcula multiplicando la media mensual de radiación diaria ($H_{dm}(\alpha, \beta)$, Tabla 5) por el número de días del mes.
- $T_{am}(^{\circ}C)$: Media mensual de la temperatura ambiente, en $^{\circ}C$. Son datos obtenidos con el PVGIS (Tabla 3).
- $GI_m(\beta_{opt})$: Irradiancia efectiva en la superficie del generador, en W/m². Se calcula aplicando:

$$GI_m(\beta_{opt}) = \frac{H_m(\beta_{opt})}{N_d \cdot 24} \quad (42)$$

$$GI_a(\beta_{opt}) = \frac{H_a(\beta_{opt})}{365 \cdot 24} \quad (43)$$

- $T_{cm}(^{\circ}C)$: Media mensual de la temperatura de la célula fotovoltaica, en $^{\circ}C$. Se calcula aplicando:

$$T_{cm} = T_{am} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot GI_m(\beta_{opt}) \quad (44)$$

$$T_{ca} = T_{aa} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot GI_a(\beta_{opt}) \quad (45)$$

- $L_{tm}(\%)$: Variable de pérdidas por temperatura de las células, en %. Se calcula aplicando:

$$L_{tm} = \begin{cases} -g \cdot (T_{cm} - 25), & \text{si: } T_{cm} > 25^{\circ}C \\ 0, & \text{si: } T_{cm} < 25^{\circ}C \end{cases} \quad (46)$$

$$L_{ta} = \frac{1}{12} \cdot \sum_{i=1}^{i=12} L_{tm,i} \quad (47)$$

- $P_{GT}(W)$: Potencia del generador tras restar las pérdidas por temperatura de las células, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_{GT} = P_S \cdot (1 - L_t) \quad (48)$$

- $L_{DC}(\%)$: Variable de pérdidas en los módulos por polvo (dispersión de parámetros angulares), en %. Estas pérdidas se estiman normalmente en un 3 %.
- $P_G(W)$: Potencia a la salida del generador fotovoltaico tras restar las pérdidas por polvo, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_G = P_{GT} \cdot (1 - L_{DC}) \quad (49)$$

- $P_{ohm,DC}(W)$: Potencia pérdida en la zona de corriente continua como consecuencia de la circulación de la corriente por lo cables de DC, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_{ohm,DC} = \sum \frac{2 \cdot L}{\sigma \cdot S} \cdot I_{DC}^2 \quad (50)$$

Esta fórmula se aplica para todos los cables de las Tablas 19, 20 y 24, y después se suma todo.

- $L_{ohm,DC}(\%)$: Variable de pérdidas óhmicas en la zona de DC, en %. Se calcula aplicando:

$$L_{ohm,DC} = \frac{P_{ohm,DC}}{P_G} \cdot 100 \quad (51)$$

- $P_{DC}(W)$: Potencia de entrada al inversor como consecuencia de restar las pérdidas óhmicas, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_{DC} = P_G \cdot (1 - L_{ohm,DC}) \quad (52)$$

- $L_{MPPT}(\%)$: Variable de pérdidas por seguimiento del MPPT, en %. Para el inversor elegido, el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia es 99,9 %. Se calcula aplicando:

$$L_{MPPT} = 1 - \eta_{MPPT} \quad (53)$$

- $P_{DC,MPPT}(W)$: Potencia a la entrada del convertidor DC/AC, obtenida tras restar las pérdidas por seguimiento del MPPT, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_{DC,MPPT} = P_{DC} \cdot (1 - L_{MPPT}) \quad (54)$$

- $L_{INV}(\%)$: Variable de pérdidas por el rendimiento del inversor, en %. Puesto que el rendimiento máximo del inversor (99,1 %) solo se da en algunos momentos del día, se suele utilizar el rendimiento europeo, que es un poco más bajo (98,5 %). Se calcula aplicando:

$$L_{INV} = 1 - \eta_{INV} \quad (55)$$

- $P_{AC1}(W)$: Potencia de salida del inversor, obtenida tras restar las pérdidas de la conversión DC/AC, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_{AC1} = P_{DC,MPPT} \cdot (1 - L_{INV}) \quad (56)$$

- $P_{ohm,AC}(W)$: Potencia pérdida en la zona de corriente alterna como consecuencia de la circulación de la corriente por lo cables de AC, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_{ohm,AC} = \sum \frac{2 \cdot L}{\sigma \cdot S} \cdot I_{AC}^2 \quad (57)$$

- $L_{ohm,AC}(\%)$: Variable de pérdidas óhmicas en la zona de DC, en %. Se calcula aplicando:

$$L_{ohm,AC} = \frac{P_{ohm,AC}}{P_{AC1}} \cdot 100 \quad (58)$$

- $P_{AC2}(W)$: Potencia obtenida tras restar las pérdidas óhmicas en el tramo de AC, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_{AC2} = P_{AC1} \cdot (1 - L_{ohm,AC}) \quad (59)$$

- $L_{otras}(\%)$: Variable de pérdidas asociadas al no cumplimiento de la potencia nominal, a las operaciones de explotación y mantenimiento, etc., en %. Estas pérdidas se estiman en un 5-10 %.

- $P_{AC2}(W)$: Potencia que finalmente se vierte a la red (o a las cargas) después incluso de restar las "otras" pérdidas, en vatios. Se calcula aplicando:

$$P_{red} = P_{AC2} \cdot (1 - L_{otras}) \quad (60)$$

CAPÍTULO 10: Energía anual generada.

El objetivo de este capítulo es calcular el Índice de Rendimiento o PR (Performance Ratio) de la instalación, que es un parámetro fundamental en todas las instalaciones fotovoltaicas, que permite conocer el rendimiento de la instalación rápidamente y saber si esta puede tener una calidad suficiente que la haga rentable.

Teniendo el PR, se obtendrá la energía anual realmente entregada (tras todas las pérdidas) y las HES (Horas Equivalentes de Sol).

A partir de las pérdidas energéticas calculadas en el capítulo anterior, el PR se obtiene para cada mes, y para todo el año, aplicando la siguiente fórmula:

$$PR = (1 - FS) \cdot (1 - L_t) \cdot (1 - L_{DC}) \cdot (1 - L_{ohm,DC}) \cdot (1 - L_{MPPT}) \cdot (1 - L_{INV}) \cdot (1 - L_{ohm,AC}) \cdot (1 - L_{otras}) \quad (61)$$

Después, la energía realmente inyectada a la red ($E_{red,a}$), tanto anual como mes a mes, se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$E_{red,a}(Wh) = P_{M,G} \cdot \frac{H_a(\beta_{opt})}{G_{CEM}} \cdot PR = 344520 \text{ W} \cdot \frac{H_a(\beta_{opt})}{1000 \text{ W/m}^2} \cdot PR \quad (62)$$

Por último se calculan las Horas Equivalentes de Sol (HES), que sería el número de horas que tendría que estar produciendo la instalación fotovoltaica a pleno rendimiento para obtener la cantidad de energía inyectada a la red calculada con la ecuación 45. Es una forma de cuantificar la productividad final (Y_F) de la instalación, y se calcula de la siguiente manera:

$$Y_F(kWh/kWp) = HES = \frac{E_{red,a}}{P_{M,G}} \quad (63)$$

Así, aplicando las tres fórmulas anteriores, los resultados son los siguientes:

Mes	PR_m	E_redm (Wh)	Y_F (kWh/kWp)
Enero	0,8844	38.976.871,20	113,13
Febrero	0,8844	42.460.261,60	123,24
Marzo	0,8844	56.685.332,59	164,53
Abril	0,8844	57.065.178,21	165,64
Mayo	0,8795	61.087.212,98	177,31
Junio	0,8653	61.014.019,92	177,10
Julio	0,8534	63.415.037,66	184,07
Agosto	0,8521	60.943.513,61	176,89
Septiembre	0,8616	53.353.094,69	154,86
Octubre	0,8748	49.205.782,05	142,82
Noviembre	0,8844	38.779.587,05	112,56
Diciembre	0,8844	34.960.519,13	101,48
	PR_a	E_reda (Wh)	Y_F (kWh/kWp)
Año	0,8744	619.497.404,92	1.798,15

Tabla 35: Resultados de PR, E_{red} y HES para la instalación fotovoltaica del proyecto.

Resaltar en este punto que el nuevo valor de PR (0,8744) debería sustituir al aplicado en el capítulo 4 (0,7), cambiando así los resultados de: potencia y cantidad de paneles necesarios para asegurar el autoconsumo total, y cantidad de energía producida por cada tipo de panel (puntos 4.1, 4.3 y 4.4).

En cualquier caso, como los valores para asegurar el 100% de autoconsumo seguirían siendo inasumibles, y las cantidades de energía producida aumentarían todas en la misma proporción, se decide no modificar el contenido del capítulo 4, ya que las decisiones tomadas en cuanto al tipo de panel y su cantidad no cambiarían.

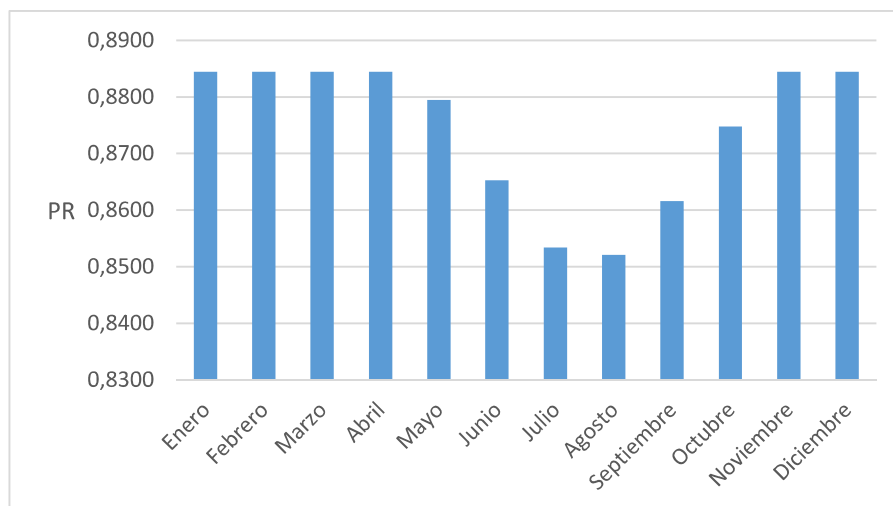


Figura 8: Evolución anual del PR.

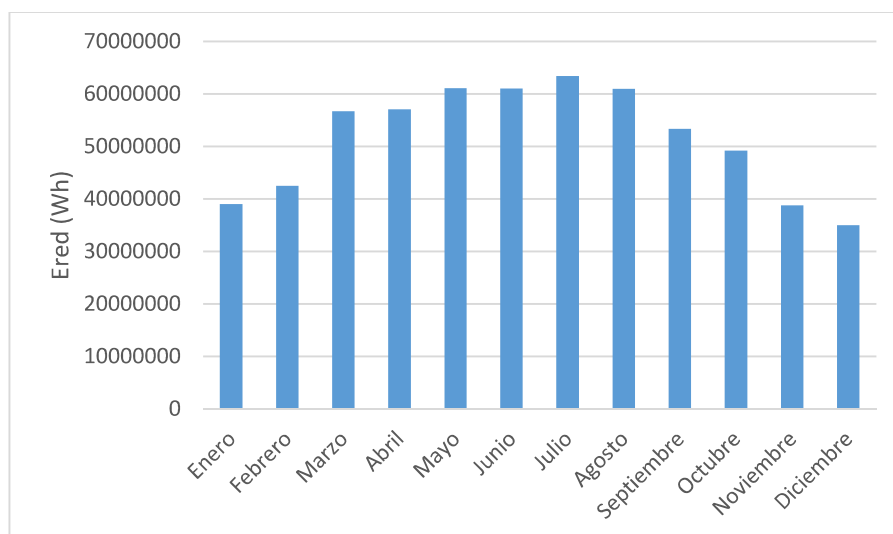


Figura 9: Evolución anual de la energía inyectada a red.

De la tabla 33 y de las figuras 6 y 7 se deduce lo siguiente:

- El PR global de la instalación es 0,8744, por lo que la instalación del presente proyecto es capaz de aprovechar el 87,44 % de la energía que le llega del sol. Es un resultado sorprendentemente bueno, ya que normalmente este suele estar en torno a 0,6 y 0,8.
- El PR es menor en los meses de verano porque es cuando la temperatura es más alta, y por tanto se producen más pérdidas por temperatura de las células.
- A pesar de lo anterior, es justo en los meses de verano cuando se obtiene una mayor cantidad de energía, y es que es en el periodo estival cuando más radiación solar se recibe.

CAPÍTULO 11: Análisis de las cargas en las cubiertas

En este capítulo se va a justificar de una manera sencilla, que las dos cubiertas sobre las que se instalaran los paneles aguantaran el peso de los mismos, y también de las estructuras soporte y de los cables.

Para ello se recurre al Código Técnico de la Edificación, y en concreto a su Documento Básico de Seguridad Estructural-Acciones en la Edificación. En este documento se establecen en una tabla, cuáles son los valores de sobrecarga de uso, uniforme y concentrada, que pueden soportar diferentes zonas de un edificio, entre ellas las cubiertas.

La sobrecarga de uso es el peso de todo lo que puede gravitar sobre cualquier superficie de un edificio, por razón de su uso.

De acuerdo con la mencionada tabla (Tabla 36), la cubierta de los edificios en cuestión para este proyecto sería de tipo “accesible únicamente para conservación” (categoría de uso G), puesto que solo se accederá a las mismas para el montaje de la instalación y para el mantenimiento posterior de la misma. Además, son cubiertas con inclinación inferior a 20°, por lo que la subcategoría de uso será la G1.

Con todo esto, el valor límite de sobrecarga uniforme que en ningún caso debe superarse es de 1 kN/m², o lo que es lo mismo, 101,94 kg/m².

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ⁽⁴⁾⁽⁶⁾	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

⁽¹⁾ Deben descomponerse en dos cargas concentradas de 10 kN separadas entre sí 1,8 m. Alternativamente dichas cargas se podrán sustituir por una sobrecarga uniformemente distribuida en la totalidad de la zona de 3,0 kN/m² para el cálculo de elementos secundarios, como nervios o viguetas, doblemente apoyados, de 2,0 kN/m² para el de losas, forjados reticulados o nervios de forjados continuos, y de 1,0 kN/m² para el de elementos primarios como vigas, ábacos de soportes, soportes o zapatas.

⁽²⁾ En cubiertas transitables de uso público, el valor es el correspondiente al uso de la zona desde la cual se accede.

⁽³⁾ Para cubiertas con un inclinación entre 20° y 40°, el valor de q_s se determina por interpolación lineal entre los valores correspondientes a las subcategorías G1 y G2.

⁽⁴⁾ El valor indicado se refiere a la proyección horizontal de la superficie de la cubierta.

⁽⁵⁾ Se entiende por cubierta ligera aquella cuya carga permanente debida únicamente a su cerramiento no excede de 1 kN/m².

⁽⁶⁾ Se puede adoptar un área tributaria inferior a la total de la cubierta, no menor que 10 m² y situada en la parte más desfavorable de la misma, siempre que la solución adoptada figure en el plan de mantenimiento del edificio.

⁽⁷⁾ Esta sobrecarga de uso no se considera concomitante con el resto de acciones variables.

Tabla 36: Fuente: Tabla 3.1, DB SE-AE del CTE.

Una vez conocida la sobrecarga límite, hay que identificar las cargas que se dispondrán en cada una de las cubiertas, y calcular la carga uniforme que tendrá cada una de ellas.

	CUBIERTA 1			CUBIERTA 2		
	Cableado de los strings			Cableado de los strings		
	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²
Longitud (m)	191,99	1540,74	3465,64	181,42	1418,20	143,69
Peso unitario (kg/km)	57	76	120	57	76	120
Peso total	10,94	117,10	415,88	10,34	107,78	17,24
TOTAL kg CABLEADO STRINGS			543,92			135,37
	Estructura soporte			Estructura soporte		
Superficie (m²)			1161,07			501,70
Peso unitario (N/m²)			120			120
TOTAL kg ESTRUCTURA SOPORTE			14202,74			6136,98
	Módulos			Módulos		
Cantidad			729			315
Peso unitario (kg)			22			22
TOTAL kg MÓDULOS			16038,00			6930,00
TOTAL kg CUBIERTA	30784,65			13202,35		
SUPERFICIE OCUPADA (m ²)	3151,66			1361,83		
PESO UNIFORME (kg/m²)	9,77			9,69		

Tabla 37: Cargas distribuidas sobre las cubiertas.

A la vista de los resultados de la Tabla 37, puede afirmarse que cualquiera de las dos cubiertas aguantará sobradamente el peso previsto para las mismas (se ha dividido el peso a soportar por cada cubierta entre el área ocupada por los paneles que en ella hay).

Además, incluso si las cubiertas fueran “lijeras sobre correas (sin forjado)”, la sobrecarga uniforme sería de 40,77 kg/m², y aún seguirían aguantando lo suficiente.

Por tanto, puede concluirse que las dos cubiertas soportarán sin problema alguno, y sin necesidad de hacer modificaciones, las cargas correspondientes a la instalación fotovoltaica que sobre ellas se pretenden colocar.

ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS

CAPÍTULO 1: Módulo fotovoltaico.



TP672P - 320 / 325 / 330W
 Polycrystalline Solar Module
 72-Cell Series

KEY FEATURES

-  **Maximize limited space**
Maximum power output 330W
-  **Excellent Anti-PID performance**
2 times of industry standard Anti-PD test by TUV Rheinland
-  **Highly reliable due to stringent quality control**
In-house testing goes well beyond certification requirements
-  **Certified to withstand the most challenging environmental conditions**
2400 Pa wind load - 5400 Pa snow load - 25mm hail stones at 82 km/h
-  **IP68 junction box**
The highest waterproof level
-  **Lower temperature coefficients**
Enhance power generation

ABOUT TALESUN SOLAR

TALESUN Solar is one of the world's largest integrated clean energy providers with 4 GW cell and 5 GW module production capacity globally. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. Talesun Solar is committed to provide customers with customized, systematized and trustworthy turnkey solutions. Till now, Talesun Solar has accumulatively shipped more than 10 GW modules globally.

SYSTEM & PRODUCT CERTIFICATES

- IEC 61215 / IEC 61730 / UL 1703
- ISO 9001 : 2008 Quality Management System
- ISO 14001 : 2004 Environment Management System
- OHSAS 18001 : 2007 Occupational Health and Safety Management System



QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 or UL1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warranty starting date.



PERFORMANCE WARRANTY

Polycrystalline Solar Module



TALESUN



TEL: 00862085222111
 TEL: +86201081030
 WWW: www.ta-solar.com

ELECTRICAL PARAMETERS

Performance at STC (Power Tolerance 0 – +3%)

Maximum Power (P _{max} /W)	320	325	330
Operating Voltage (V _{mpp} /V)	37.1	37.4	37.7
Operating Current (I _{mpp} /A)	8.63	8.70	8.76
Open-Circuit Voltage (V _{oc} /V)	45.5	45.7	45.9
Short-Circuit Current (I _{sc} /A)	9.16	9.22	9.27
Module Efficiency η _m (%)	16.5	16.7	17.0

Performance at NOCT

Maximum Power (P _{max} /W)	236	240	243
Operating Voltage (V _{mpp} /V)	34.1	34.4	34.6
Operating Current (I _{mpp} /A)	6.92	6.98	7.04
Open-Circuit Voltage (V _{oc} /V)	42.0	42.2	42.3
Short-Circuit Current (I _{sc} /A)	7.42	7.46	7.51

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C, Air Mass AM1.5 NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20° C, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	Poly
Cell Dimensions	156.75*156.75mm(6inch)
Cell Arrangement	72(6*12)
Weight	22kg(48.5lbs)
Module Dimensions	1960*992*40mm(77.17*39.06*1.38inch)
Cable Length	1200mm(47.24inch)
Cable Cross Section Size	4mm ² (0.006sq.in)
Front Glass	3.2mm High Transmission, Tempered Glass
No. of Bypass Diodes	3/6
Packing Configuration (1)	30pcs/Pallet, 720pcs/40hq
Packing Configuration (2)	30pcs+5pcs/Pallet, 780pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68

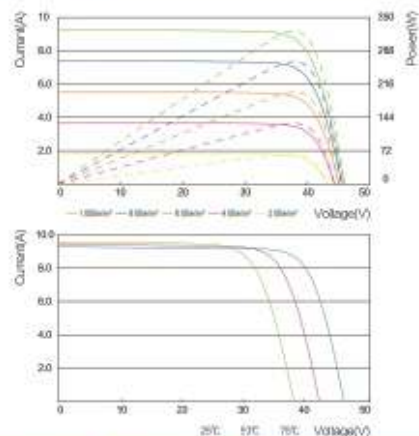
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/DC(IEC)/1500V/DC(IEC)
Operating Temp	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	15A
Static Loading	5400Pa
Conductivity at Ground	≤ 0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥ 100MΩ
Connector	MC4 Compatible

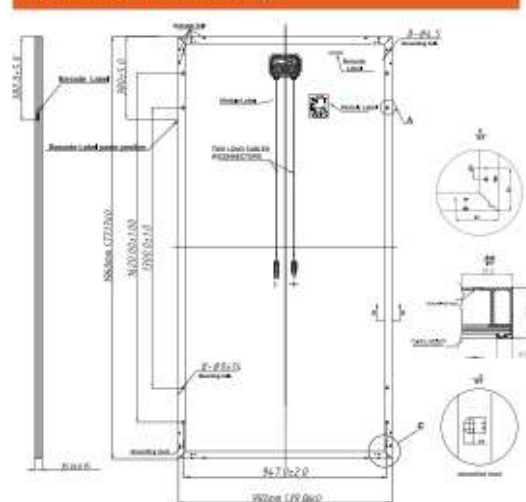
TEMPERATURE COEFFICIENT

Temperature Coefficient P _{max}	-0.40%/°C
Temperature Coefficient V _{oc}	-0.31%/°C
Temperature Coefficient I _{sc}	+0.06%/°C
NOCT	45 ± 2°C

I-V CURVE



TECHNICAL DRAWINGS



The specification and key features described in this document may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, and/or TaleSun Solar Technologies Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the document which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties, governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein. 20190229

TALESUN

CAPÍTULO 2: Inversor.

INGECON

SUN

3Play
Serie TL

INVERSOR DE STRING TRIFÁSICO SIN TRANSFORMADOR Y CON LA MÁXIMA DENSIDAD DE POTENCIA

100TL

Familia de inversores trifásicos para plantas fotovoltaicas comerciales, industriales y de gran escala.

Mayor competitividad
Gracias a su mayor potencia de salida (hasta 110 kW si el equipo se conecta a una red de 440 Vac), el nuevo INGECON® SUN 100TL permite una drástica reducción del número de inversores requeridos para el diseño de una planta fotovoltaica. Así, minimiza el gasto en mano de obra y cableado total. Es más, gracias a este equipo se puede ahorrar hasta un 20% en cableado AC, ya que no requiere cable de neutro.

Además, este inversor no necesita cajas de conexiones ni en DC ni en AC. Todo ello garantiza los menores gastos de capital o CAPEX (Capital Expenditures).

Menores costes operacionales
Gracias a la red de comunicación inalámbrica que se puede establecer con el INGECON® SUN 100TL, la planta FV puede ser puesta

en marcha, monitorizada y controlada sin cables. Además, su filosofía de inversor de string permite una fácil y rápida sustitución que no precisa de técnicos cualificados.

Mayor flexibilidad y densidad de potencia
La mayor flexibilidad es posible gracias a sus elevados índices de tensión DC máxima (1.100 V) y a su amplio rango de tensión MPP (570-850 V). Gran densidad de potencia, con hasta 105 kW en un inversor de tan sólo 75 kg.

Diseño duradero y robusto
Envuelto de aluminio, especialmente concebida para instalaciones de interior y exterior (IP65). El diseño de la familia INGECON® SUN 3Play garantiza la máxima durabilidad en el tiempo y las mejores prestaciones, incluso ante temperaturas extremas.

Ethernet y Wi-Fi de serie
Este inversor FV presenta comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie. Estas comunicaciones, junto con el webserver que integra el equipo, permiten una rápida y fiable puesta en marcha usando un teléfono móvil, una Tablet o un PC portátil. Además, es compatible con Cloud Connect externo.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com



100TL

Diferentes versiones para elegir

Ingeteam ha creado dos versiones distintas para poder satisfacer todas las necesidades de sus clientes:

- Versión STD
- Versión PRO

Versiónes disponibles	Versión STD	Versión PRO
Barras DC	✓	
Conectores fotovoltaicos ¹⁾		✓
Seccionador DC	✓	✓
Descargadores DC, tipo 2	✓	✓
Descargadores AC, tipo 2	✓	✓
Fusibles DC		✓ ²⁾
Kit de medida de corrientes		✓

Notas: ¹⁾ No necesita herramientas de crimpado. ²⁾ Fusibles de 1.500 X s/d para el polo positivo.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 99,1%.
- Comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie.
- Webservice integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Distintas versiones para ajustarse a todo tipo de proyectos.
- Compatible fuentes de alimentación nocturna.
- 4 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Apto para DRMO (para mercado australiano).

PROTECCIONES

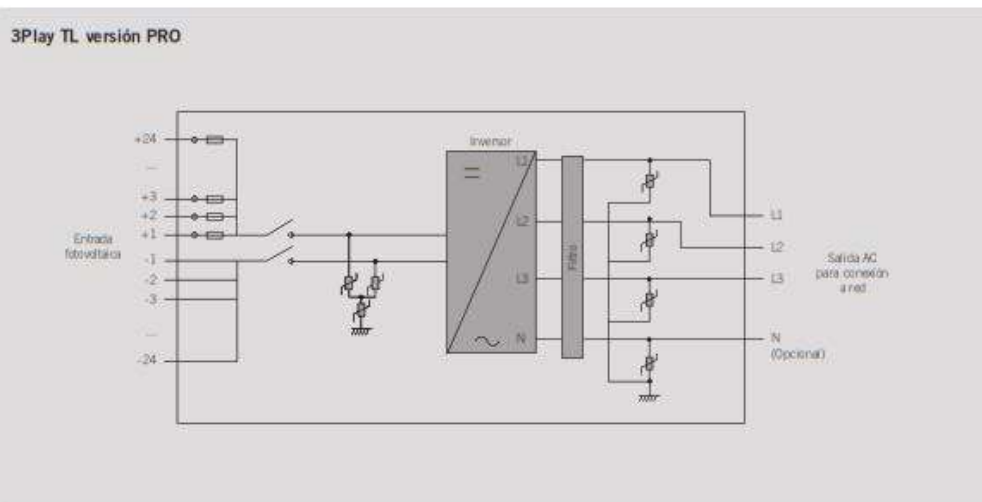
- Polaridad inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-Isa con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores tipo 2.
- Sobretensiones DC con descargadores tipo 2.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.
- Fusibles DC para el polo negativo.

BENEFICIOS

- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.



Ingeteam

Carlos Ignacio Conesa Martínez
ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE UNA DESALADORA DE 28.000 M3/DÍA, Y PROYECTO DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SU AUTOCONSUMO.

INGECON
SUN
3Play Serie TL

100TL						
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo PV recomendado	56 - 80,2 kWp	93,1 - 130,5 kWp	96,2 - 132,8 kWp	101,2 - 145 kWp	106,3 - 202,3 kWp	111,3 - 159,5 kWp
Rango de tensión MPP ¹⁾	513 - 850 V	513 - 850 V	541,5 - 850 V	570 - 850 V	598,5 - 850 V	627 - 850 V
Tensión máxima ²⁾	1.000 V					
Corriente máxima ³⁾	38,5 A					
Corriente de cortocircuito	24,0 A					
Entradas (STD / PRO)	1 / 24					
MPPT	1					
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal	55,3 kW	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Máx. temperatura a potencia nominal ⁴⁾	50°C					
Corriente máxima	145 A					
Tensión nominal	220 V	380 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Tipo de red ⁵⁾	TT / TN					
Factor de Potencia	1					
Factor de Potencia ajustable ⁶⁾	Si: S _{max} =55,3 kVA Q _{max} =33,2 kVAR	Si: S _{max} =90 kVA Q _{max} =54 kVAR	Si: S _{max} =95 kVA Q _{max} =57 kVAR	Si: S _{max} =100 kVA Q _{max} =60 kVAR	Si: S _{max} =105 kVA Q _{max} =63 kVAR	Si: S _{max} =110 kVA Q _{max} =66 kVAR
THD	<3%					
Rendimiento						
Eficiencia máxima	99,1%					
Euroeficiencia	98,5%					
Datos Generales						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	510 m ³ /h					
Consumo en stand-by	20 W					
Consumo nocturno	1 W					
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%					
Grado de protección	IP65 / NEMA 4					
Interruptor diferencial	1.000 mA					
Altitud máxima ⁷⁾	3.000 m					
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm ² (un cable) Conexión DC (STD): Máxima sección: 300mm ² (un cable) Conexión DC (PRO): 6 mm ² (24 pares de conductores PV-Side) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC.					
Marca	CE					
Normativa EMC y de seguridad	IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62103, IEC 61000-3-12, EN50178, FCC Part 15, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-66, IEC 60529					
Normativa de conexión a red	DIN VDE V 0226-1-1, A-REW (a 23 abril 2008), EN 50438, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, G593, P.0.12.3, AS4777.2, SDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 20609-1, ABNT NBR 16449, ABNT NBR 36150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					

Notas: ¹⁾ V_{MPPmax} es para condiciones nominales (V_{MPP}=1 p.u. y Factor de potencia=1). V_{MPPmin} dependerá de la tensión de red (V_n), de acuerdo con esta relación: V_{MPPmin}=1,425 V_n. ²⁾ El inversor no entra en funcionamiento hasta que V_{in} < 1.000 V. Si se han instalado los fusibles de DC para el funcionamiento, la tensión máxima DC es de 1.000 V. ³⁾ La corriente máxima por conductor FV es 11 A para la versión PRO. ⁴⁾ Por cada °C de aumento, la potencia de salida se reducirá un 2,3%. ⁵⁾ Estas unidades deberán conectarse a una red trifásica en estrella con neutro aterrado. No pueden ser conectados a redes TT o redes de alta alterada en una de sus líneas. ⁶⁾ Q=0 fuera del rango de tensión MPP. ⁷⁾ Por encima de 1.000m, la temperatura máxima para entregar potencia nominal se reduce a razón de 5,2°C por cada 1.000m adicionales.

Rendimiento INGECON® SUN 100TL (V_n = 570 V)

Dimensiones y peso (mm)

100TL STD
75 kg

100TL PRO
78 kg

Ingeteam

CAPÍTULO 3: Estructura soporte.

Fecha: 10/12/2018

FICHA TÉCNICA

**SUNFER
ENERGY
STRUCTURES**

CHA915XL
Premontado

TODO
PREMONTADO

Triángulo plegado premontado

Triángulo abierto premontado,
Fijación al suelo a 90°.

Perfiles completamente mecanizados,
embalados y listos para su montaje.

CARACTERÍSTICAS DEL PRESOR:

- Válido para módulos de 33 hasta 50 mm. de espesor.
- Fácil montaje.

Presor central

Presor lateral

PLAZO DE ENTREGA INMEDIATO

Válido para:

- Cubierta plana de hormigón.
- Subestructura.
- Suelo.

Disponibilidad de truenos anfibros.
 Opción de aluminio anodado en crudo y anodizado.
Comoda instalación.
 Garantía: Hasta 25 años*

*Ver condiciones especiales de garantía.

Cargas y Características técnicas:

Peso propio paneles 121 N/m²
 Sobrecarga de uso No está prevista ni para mantenimiento
 Viento España 29 m/s Eurocódigo 1
 Portugal 27 m/s Eurocódigo 1
 10 años
 Periodo retorno España 5 m. / Portugal 8 m.
 III. Areas con resquebrajamiento regular
 Altura máxima de vegetación o edificios u obstáculos
 Categoría del terreno versos la altura del obstáculo (por ejemplo, pueblos, terreno subhúano, bosques)
 Válido para España y Portugal para zona III.
 Carga de nieve 200 N/m²

MATERIALES

Perfilado de aluminio EN AW 6005A T6.
 Tornillería acero inoxidable A2-70

Cláusulas:

- (1) El montador de una instalación fotovoltaica debe garantizar antes del montaje que la cubierta soporte los cargas transmitidas, para su correcta instalación.
- (2) Se deberán respetar todas las recomendaciones indicadas en los planos de montaje.
- (3) Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.
- (4) Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- (5) Se deberá seguir el plan de mantenimiento que proporciona Sunfer.
- (6) Documentos relacionados:
 - Plano de montaje.
 - Manual de montaje.
 - Reclamaciones y consejos.
 - Certificado de garantía.
- (7) Nos reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si mejora la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

El presente plano es propiedad de Sunfer Estructuras S.L. queda terminantemente prohibida la copia, reproducción total o parcial del mismo sin la autorización previa.

CAPÍTULO 4: Cableado.

4.1 Cableado entre strings y cajas de conexión

Top Cable

BAJA TENSIÓN CA: 0,6/1kV · CC: 1,8 kV

TOPSOLAR PV



Norma de referencia: TÜV 2Pfg1169-08 / UTE C 32-502

CE **TÜVRheinland** **RoHS**

ZZ-F

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

DISEÑO

Conductor
Cobre electrolíptico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento
Goma libre de halógenos tipo E16.

Cubierta
Goma ignífuga tipo EMB, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio. Color negro y rojo.

APLICACIONES
Cables flexibles aptos para servicios móviles y para instalación fija. Adecuados para la conexión entre paneles fotovoltaicos y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cables especialmente diseñado para su uso a la intemperie en plenas garantías.

Embalaje
Disponible en rollos con film retráctil (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



CARACTERÍSTICAS

Conductor: Flexible clase 5B	Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior	Resistencia a los impactos: AG2 Medio
Temperatura mínima de servicio: -40°C	Marcaje: metro a metro	Resistencia al agua: AOT Intermisión
Temperatura máxima del conductor: 120°C	No propagación de la llama	Resistencia a los ataques químicos: excelente
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)	Instalación al aire libre: permanente	Resistencia a grasas y aceites
	Resistencia a temperaturas ambientales extremas: excelente	Resistencia a abrasión

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

Resistencia a los rayos ultravioletas	Instalaciones solares fotovoltaicas
Vida útil 30 años según UNE 60276-2	Intemperie

Norma nacional / Europea: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034 / NFC 32-070 (C2)
Norma internacional: IEC 60332-1 / IEC 6075-41 / IEC 60754-2 / IEC 61034



TOPSOLAR PV ZZ-F						
DIMENSIONES						
Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	175	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	350	218	207	176	1,58

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top-Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



4.2 Cableado entre cajas de conexión e inversor, y cable de AC



BAJA TENSIÓN 0,6/1kV

POWERFLEX

Norma de referencia: IEC 60502-1 - UNE 21123-2











RV-K

El cable flexible universal para la transmisión de potencia.

DISEÑO

Conductor
Cobre electrofítico, clase 5 (flexible) según UNE/EN 60228.

Aislamiento
Polietileno reticulado (XLPE).

La identificación normalizada es la siguiente:

- 1 x.....Natural
- 2 x.....Azul + Marrón
- 3 G.....Azul + Marrón + Amarillo/Verde
- 3 x.....Marrón + Negro + Gris
- 3 x + 1 x.....Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
- 4 G.....Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
- 4 x.....Marrón + Negro + Gris + Azul
- 5 G.....Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde + Azul

Cubierta
PVC flexible, de color negro.

APLICACIONES
Este cable para distribución de energía es adecuado para todos los tipos de conexiones industriales de baja tensión, en redes urbanas, en instalaciones en edificios, etc. Su alta flexibilidad facilita substancialmente el proceso de instalación y, en consecuencia, es particularmente adecuado en trazados difíciles. Puede ser enterrado o instalado en un tubo, así como a la intemperie, sin requerir protección adicional. Finalmente, el cable Powerflex RV-K soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua.

Embalaje
Disponible en rollos con film retráctilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.




CARACTERÍSTICAS

 Conductor flexible clase 5	 Radio de curvatura 5 x diámetro exterior	 Instalación al aire libre permanente
 Temperatura mínima de servicio (estática con protección): -40°C	 Marcaje: metro a metro	 Resistencia al agua: A0? inmersión
 Temperatura máxima del conductor: 90°C	 No propagación de la llama	 Resistencia a los ataques químicos: buena
 Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5s)	 Resistencia a los impactos: AG2 Medio	 Reducida emisión de halógenos: Cloro < 15%

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

 Uso industrial	 Presencia de humedad
 Intemperie	
 Enterrado	
 Embudado	

25

Norma nacional / Europea: UNE-EN 60332-1 Norma internacional: IEC 60332-1 ITC: 9/20/30



POWERFLEX RV-K					
DIMENSIONES					
Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (VA · km)
1 x 1,5	5,7	42	23	22	29,50
1 x 2,5	6,2	54	29	29	17,70
1 x 4	6,7	70	40	37	11,00
1 x 6	7,3	90	53	46	7,32
1 x 10	8,2	133	74	61	4,23
1 x 16	9,2	189	101	79	2,68
1 x 25	11,0	284	135	101	1,73
1 x 35	12,1	381	169	122	1,23
1 x 50	13,8	517	207	144	0,86
1 x 70	15,7	712	268	178	0,603
1 x 95	17,6	923	328	211	0,457
1 x 120	19,2	1165	383	240	0,357
1 x 150	21,5	1446	444	271	0,286
1 x 185	23,9	1748	510	304	0,235
1 x 240	26,9	2280	607	351	0,178
1 x 300	29,6	2829	703	396	0,142
1 x 400	33,8	3731	823	464	0,108
1 x 500	37,4	4776	946	525	0,085
1 x 630	42,7	6276	1088	596	0,064
2 x 1,5	8,2	90	26	26	34,00
2 x 2,5	9,2	120	36	34	20,40
2 x 4	10,3	161	49	44	12,70
2 x 6	11,3	211	63	56	8,45
2 x 10	13,2	316	86	73	4,89
2 x 16	14,9	450	115	95	3,10
2 x 25	20,8	806	149	121	1,99
3 x 1,5	8,9	108	26	26	34,00
3 x 2,5	9,8	144	36	34	20,40
3 x 4	11	198	49	44	12,70
3 x 6	12,1	263	63	56	8,45
3 x 10	14,3	405	86	73	4,89
3 x 16	16,4	593	100	79	2,68
3 x 25	21,3	975	127	101	1,73
3 x 35	24,1	1319	158	122	1,23
3 x 50	27,8	1812	192	144	0,86
3 x 70	30,8	2463	246	178	0,603
3 x 16 + 1 x 10	17,6	696	100	79	2,68
3 x 25 + 1 x 16	22,7	1136	127	101	1,73
3 x 35 + 1 x 16	25	1441	158	122	1,23
3 x 50 + 1 x 25	29,1	2033	192	144	0,86
3 x 70 + 1 x 35	33,8	2834	246	178	0,603
3 x 95 + 1 x 50	38,2	3702	298	211	0,457
3 x 120 + 1 x 70	42,1	4723	346	240	0,357
3 x 150 + 1 x 70	46,8	5779	399	271	0,286
3 x 185 + 1 x 95	53,5	7202	456	304	0,235
3 x 240 + 1 x 120	60,4	9306	538	351	0,178
3 x 300	62,3	10050	621	396	0,142
4 x 1,5	9,7	129	23	22	29,50
4 x 2,5	10,7	175	32	29	17,70
4 x 4	12	243	42	37	11,00
4 x 6	13,4	328	54	46	7,32
4 x 10	15,7	505	75	61	4,23
4 x 16	18,2	749	100	79	2,68
4 x 25	24,1	1245	127	101	1,73
4 x 35	26,3	1671	158	122	1,23
4 x 50	31,3	2313	192	144	0,86
4 x 70	36,1	3204	246	178	0,603

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de fever a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



CAPÍTULO 5: Tubo de protección.



Tubo Tubos de canalizaciones

DOBLE PARED (Barras)

revi@grupo-revi.com
 +34 988 215 454
 grupo-revi.com



Tubos de doble pared con la capa exterior corrugada y la interior lisa fabricadas en PE de alta densidad.

Aplicaciones

Adecuados para la instalación enterrada directamente en el suelo sin protección adicional. Indicados para instalación de redes eléctricas, líneas de telecomunicación, conductos de agua, tuberías de gas, etc

Características

- Colores 🔴 **Rojo y verde**
- Dimensiones 📏 **UNE-EN 61386-2-4**
- Embalaje 📦 **Barras de 6m en palets**
- Grado de protección 🛡️ **IP54**
- Norma 📄 **UNE-EN 61386-2-4**
- Resistencia a la compresión 📏 **450N**
- Resistencia al curvado 📐 **Rígido**
- Resistencia al impacto 🔨 **20J para 63 y 90, 28J para 110 y 125 y 40J para 160, 200 y 250**
- Temperatura mínima 🌡️ **-5°C**
- Unión 🔗 **Manguitos**

Datos técnicos

Diámetro nominal	Diámetro exterior (mm)	Tolerancias (mm)	Diámetro interior mínimo (mm)
40	40	0,8	30
50	50	1	37
63	63	1,2	47
75	75	1,4	56
90	90	1,7	67
110	110	2	82
125	125	2,3	94
160	160	2,9	120
200	200	3,6	150
250	250	4,5	188

CAPÍTULO 6: Terminales de presión.

GAESTOPAS	FICHA DE CARACTERISTICAS DE PRODUCTO	ES-CO-01	ED.2ª (07/04)
		AGOSTO 04	HOJA. 1 de 1

MODELO: "TERMINAL TUBULAR DE PRESION"



CARACTERISTICAS FISICO – QUIMICAS	
NORMAS DE FABRICACION	IEC 1238-1
MATERIAL	Cobre, de acuerdo a la Norma DIN 1787/17671/1754 y DIN 40500
ACABADO	Electro estañado s/BS 1872 (British Standard)
CONDUCTIVIDAD DEL COBRE	99,9% I.A.C.S.

DIMENSIONALES

Sección	Ø Bornaje	Referencia
2,5	4	X00254
	5	X00255
	6	X00256
4	5	X00405
	6	X00406
6	5	X00605
	6	X00606
	8	X00608
10	5	X01005
	6	X01006
	8	X01008
	10	X01010
16	6	X01606
	8	X01608
	10	X01610
25	6	X02506
	8	X02508
	10	X02510
35	8	X03508
	10	X03510
	12	X03512
40	10	X04010
	12	X04012
50	8	X05008
	10	X05010
	12	X05012
63	13	X06313

Sección	Ø Bornaje	Referencia
40	10	X04010
	12	X04012
50	8	X05008
	10	X05010
	12	X05012
63	13	X06313
70	8	X07008
	10	X07010
	12	X07012
	14	X07014
9,5	10	X09510
	12	X09512
	14	X09514
	16	X09516
100	13	X01003
120	12	X12012
	14	X12014
	16	X12016
150	14	X15014
	16	X15016
	20	X15020
185	14	X18514
	16	X18516
240	14	X24014
	16	X24016
300	16	X30016
400	18	X40018

Nota: GAESTOPAS certifica que los datos, aquí expuestos, son una fiel reproducción de los datos facilitados por el fabricante.

Dto. Calidad

CAPÍTULO 7: Fusibles y portafusibles.

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

La principal novedad que ofrecen estos productos es la tensión asignada de 1000 V DC y 600 V DC. Están destinados principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones superiores a 900 V DC. También pueden utilizarse como protección en instrumentación y como protección de circuitos auxiliares en ferrocarriles. Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la nueva Norma IEC 60269-6). Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMF 1000 V en versión unipolar o bipolar (con o sin indicador de fusión).

10x38

1000V DC

l (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE (Unid./CAJ)
1	491601	30	10/100
2	491602	30	10/100
3	491604	30	10/100
4	491605	30	10/100
5	491606	30	10/100
6	491610	30	10/100
8	491615	30	10/100
10	491620	30	10/100
12	491625	30	10/100
15	491629	30	10/100
16	491630	30	10/100
20	491635	30	10/100



600V DC

1	491901	30	10/100
2	491902	30	10/100
3	491904	30	10/100
4	491905	30	10/100
5	491906	30	10/100
6	491910	30	10/100
8	491915	30	10/100
10	491920	30	10/100
12	491925	30	10/100
15	491929	30	10/100
16	491930	30	10/100
20	491935	30	10/100
25	491940	30	10/100
30	491944	30	10/100
32	491945	30	10/100



14x51

1100V DC

1000V DC

15	491647	10	10/50
20	491648	10	10/50
25	491650	30	10/50
32	491655	30	10/50



2



FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



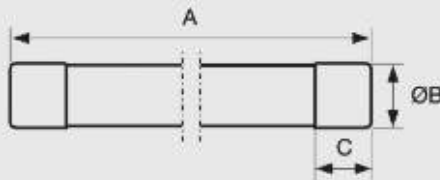
gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

10x85	I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (W)	EMBALAJE Unid./CAB
1500V DC	2	492202	10	4/24
	4	492205	10	4/24
	6	492210	10	4/24
	8	492215	10	4/24
	10	492220	10	4/24
	12	492225	10	4/24
	15	492229	10	4/24
	16	492230	10	4/24
1200V DC	20	492235	10	4/24
	25	492240	10	4/24



gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

10x38
14x51
10x85



TAMANO	A	B	C
10x38	38	10,3	10
14x51	51	14,3	10
10x85	85	10,3	10

100W

EL 00100-1
EL 00200-4
EL 250

REPOSICIONABLE

EL 00100-1
EL 00200-4

500W

EL 00100-1
EL 00200-4

1000W

EL 00100-1
EL 00200-4

1000W

EL 00100-1
EL 00200-4

FOTOVOLTAICOS BASES PORTAFUSIBLES



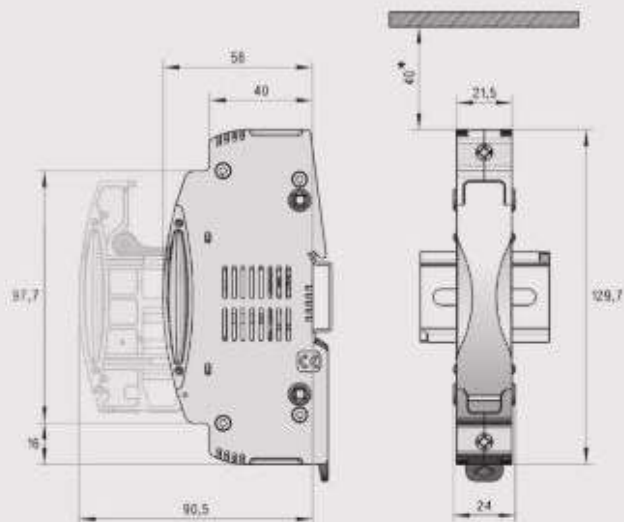
PML BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS 1500 VDC

- ▶ Base portafusibles para utilizar con fusibles cilíndricos talla 10x85 y 10-14x85
- ▶ Diseño compacto moderno
- ▶ Zonas de ventilación optimizadas para una mejor disipación del calor
- ▶ Fabricadas con materiales de calidad
- ▶ Contactos de cobre electrolítico plateados
- ▶ Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura
- ▶ Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea RoHS (Restricción de ciertas sustancias peligrosas en el material eléctrico) así como libres de halógenos.

1500V DC	POLOS	MODULOS (mm)	REFERENCIA	DESCRIPCION	I _n (A)	U (VDC)	EMBALAJE (unidades)
10x85 10-14x85	1	24	485701	PML 10/14x85 BASE PORTAFUSIBLE UNIPOLAR	32	1500	6/84



PML BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS 1500 VDC DIMENSIONES



* Espacio de montaje libre recomendado



CAPÍTULO 8: Descargador de sobretensiones.

Datos técnicos: DEHNguard® modular YPV ... FM

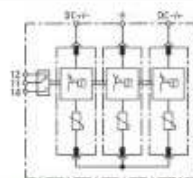


DG M YPV 1200 FM (952 565)

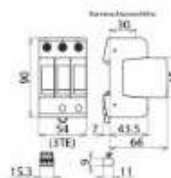
- Unidad completa modular precableada para su uso en sistemas fotovoltaicos formado por pieza base y módulos de protección enchufables
- Gran seguridad de vigilancia mediante el dispositivo de separación "Thermo-Dynamik-Control"
- Circuito Y probado y resistente a fallos



Fotografía exterior



Esquema del DG M YPV 1200 FM



Dimensiones del DG M YPV 1200 FM

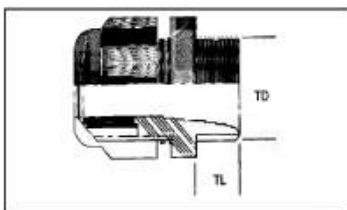
Descargador de sobretensiones modular multipolo para instalaciones PV con señalización a distancia para dispositivos de vigilancia (contacto conmutado libre de potencial).

Tipo	DG M YPV 1200 FM
Art. Nr.	952 565
DPS según EN 50539-11	Tipo 2
Coordinación energética al equipo final (≤ 10 m)	Tipo 2 + Tipo 3
Máxima tensión PV (U _{OPV})	1170 V
Resistencia a cortocircuitos (I _{scPV})	10 kA
Corriente total de descarga (8/20 μs) (I _{tot})	40 kA
Corriente nominal de descarga (8/20 μs) [(DC+/DC-) → PE] (I _n)	20 kA
Corriente máxima de descarga (8/20 μs) [(DC+/DC-) → PE] (I _{max})	40 kA
Nivel de protección (U _p)	≤ 4 kV
Tiempo de respuesta (t _r)	≤ 25 ns
Margen de temperatura de servicio (T _o)	-40 °C ... +80 °C
Estado operativo/defectuoso	verde / rojo
Número de puertos	1
Sección de conexión (mín.)	1,5 mm ² rígido / flexible
Sección de conexión (máx.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	termoplástico, color rojo, UL 94 V-0
Lugar de instalación	interior
Clase de protección	IP 20
Medidas de montaje	3 módulo(s), DIN 43880
Certificaciones	UL, KEMA
Contactos RM / Forma de los contactos	contacto conmutado
Potencia de conmutación AC	250 V / 0,5 A
Potencia de conmutación DC	250 V / 0,1 A; 125 V / 0,2 A; 75 V / 0,5 A
Sección de conexión para bornas RM	max. 1,5 mm ² rígido / flexible
Peso	300 g
Número aduanero	85363030
GTIN	4013364327719
UPE	1 unidad(es)

Queda reservado el derecho a introducir modificaciones, en cuanto a la redacción, contenidos técnicos e información relativa a medidas, pesos y materiales en función de los avances de la técnica. Las fotografías no son vinculantes.

CAPÍTULO 9: Prensaestopas.

GAESTOPAS	FICHA DE CARACTERISTICAS DE PRODUCTO	ES-CO-01	ED.2*(07/04)
		JULIO 2006	HOJA. 1 de 1



MODELO: PRENSAS."GADI" (363. DE POLIAMIDA)



MATERIAL JUNTA NORMAS DE FABRICACION CERTIFICACIONES	<p style="text-align: center;">PA6 (Poliamida 6) Libre de Halógenos</p> Neopreno SEGÚN DIN EN 50 262 (VDE 0619) VDE (N° 40004337)
---	--

CARACTERISTICAS FISICO – QUIMICAS	
GRADO DE PROTECCION	IP 68, 5 bar
TEMPERATURA DE TRABAJO	-30° C hasta +80° C permanentemente
TEMPERATURA MÁXIMA	hasta+120° C intermitentemente
COLOR	Gris (RAL 7035)(RAL 7001) Negro (RAL 9005)

DIMENSIONALES			
Métrica	Para Cables ϕ mm	Ancho de la Llave mm	Longitud de la Rosca mm
M12x1,5	3-6,5	15	8
M16x1,5	5-10	22	10
M20x1,5	10-14	27	10
M25x1,5	13-18	33	10
M32x1,5	18-25	42	18
M40x1,5	22-32	53	18
M50x1,5	30-38	60	18
M63x1,5	34-44	65	18

Las pruebas han sido efectuadas y documentadas de acuerdo a la Norma **EN 50262**

Nota: GAESTOPAS certifica que los datos, aquí expuestos, son una fiel reproducción de los datos facilitados por el fabricante.


Dpto. Calidad

CAPÍTULO 10: Pica de puesta a tierra.

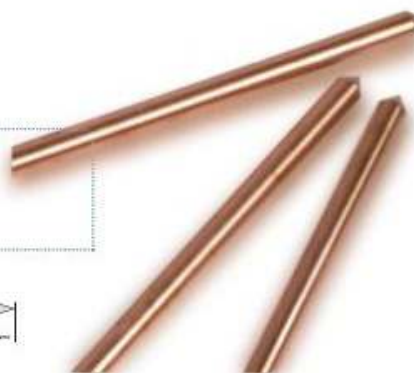


Pica de puesta a tierra

100 micras

Las picas de puesta a tierra están fabricadas en acero calibrado con un tratamiento superficial de cobreado electrolytico de 100 micras.
 *Según Norma UNE 202006 y poseen la marca  del certificación AENOR.

CE



Picas de puesta a tierra 100 μ - Ø 14,2 mm*

RANGO / DIMENSIONES DE PRODUCTO						
Código	Ref.	Dimensiones		Bolsa	Caja	Palet
		L	D			
T101415	Pica 100 μ - Ø 14,2 Longitud 1,5 m	1,5 m	14,2 mm	10	100	400
T101420	Pica 100 μ - Ø 14,2 Longitud 2,0 m	2,0 m	14,2 mm	10	100	400

Pica de puesta a tierra

100 a 300 micras

Las picas de puesta a tierra están fabricadas en acero calibrado con un tratamiento superficial de cobreado electrolytico de 100 o 300 micras.



Picas de puesta a tierra 100 μ - Ø 18,2 mm

RANGO / DIMENSIONES DE PRODUCTO						
Código	Ref.	Dimensiones		Bolsa	Caja	Palet
		L	D			
T101820	Pica 100 μ - Ø 18,2 Longitud 2,0 m	2,0 m	18,2 mm	5	100	400

Picas de puesta a tierra 300 μ - Ø 14,6 mm

RANGO / DIMENSIONES DE PRODUCTO						
Código	Ref.	Dimensiones		Bolsa	Caja	Palet
		L	D			
T301420	Pica 300 μ - Ø 14,6 Longitud 2,0 m	2,0 m	14,6 mm	10	100	400

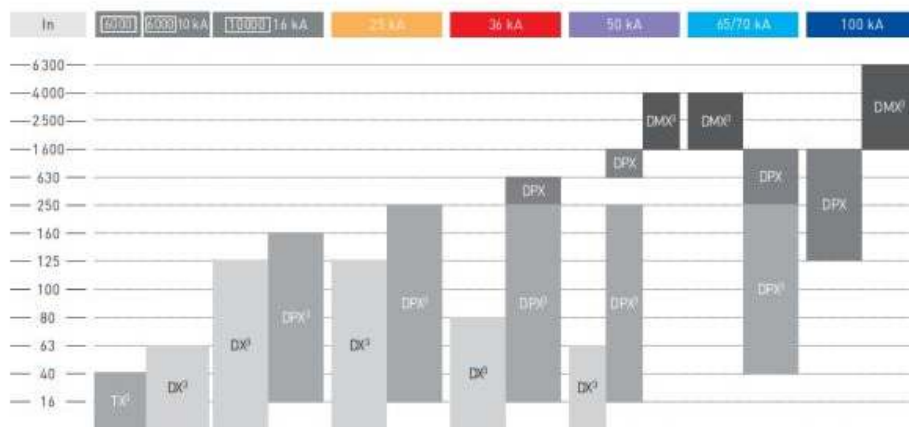
sofamel
 CONEXIÓN CATÁLOGO

CAPÍTULO 11: Interruptor magnetotérmico y diferencial.



Una solución de potencia para cada poder de corte

El complemento perfecto para sus cuadros de hasta 6.300 A y 100 kA de poder de corte.



WWW.LEGRAND.ES

TX³/DX³ LA NUEVA PROTECCIÓN MODULAR

3

Versión	FIJO		REGULABLE
Sensibilidad	30 mA	300 mA	300-500-1 000 mA

file:///G:/TFM/Componentes%20instalaci%C3%B3n%20FV/Magnetot%C3%A9rmico_Catalogo-Proteccion-DX3-TX3-Legrand.pdf

CAPÍTULO 12: Equipo de monitorización.

12.1 Vatímetro

EM24



Energy analyzer for three-phase systems



Benefits

- **Time saving set-up**, by frontal joystick and selector.
- **Error-proof installation**, by self-power supply and phase sequence detection.
- **Easy variable scrolling**, by means of the front joystick.
- **Wide interfacing capability**, choosing among 2 pulse outputs, the RS485, the M-Bus, Dupline or the Ethernet communication port.
- **Extended energy measurements**, using total/partial or total/multi-tariff metering.
- **Flexible installation**, by means of the direct connection up to 65 A or the connection of 5 A current transformers.
- **Extended alarm control** on any available variable by means of up to two digital outputs.
- **Legal metrology**, guaranteed by the MID approval

Description

Three-phase energy analyzer for DIN-rail mounting with configuration joystick, frontal selector and LCD display. Direct connection up to 65A or via current and voltage transformers. It can be equipped with 2 digital outputs (pulse transmission or alarm function). In alternative the Modbus RTU or Dupline communication port and 3 digital inputs, the M-Bus communication, or the Modbus TCP/IP Ethernet ports are available.

Applications

EM24 is perfect solution in any application, specially in building and industrial automation, for cost allocation, and for energy efficiency monitoring, legal submetering in commercial and residential installations, and wherever energy and main electrical variables monitoring is required.

EM24 is particularly suited for:

- energy efficiency monitoring
- cost allocation
- fiscal/legal sub-billing

Main functions

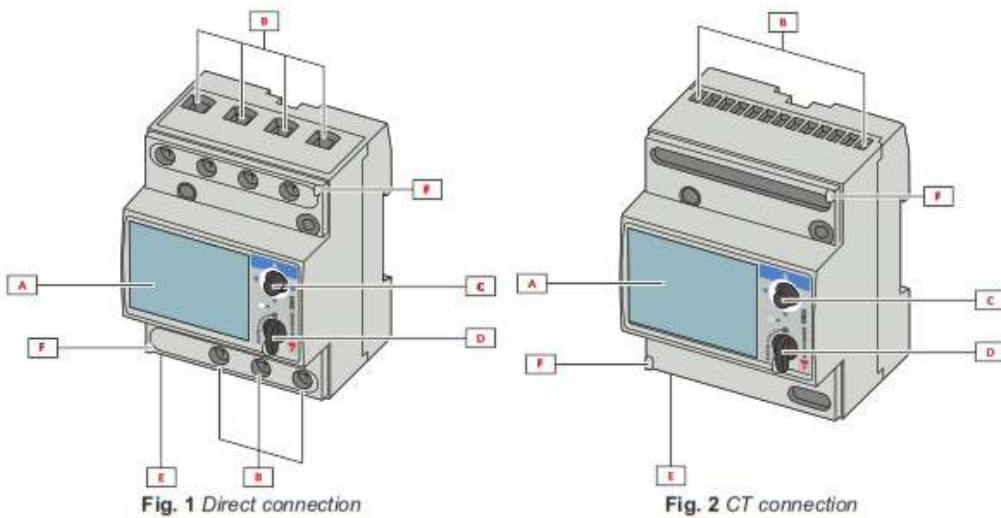
- Measurement of energy consumption and main electrical variables of single-phase, two-phase or three-phase loads.
- Display of single phase measurements and total measurements.
- Transmission of data via serial communication (Modbus RTU, M-Bus or Dupline) or Ethernet (Modbus TCP/IP).
- Transmission of power consumption via pulse output (optional).
- Easy connection function



Main features

- Energy measurements: total and partial kWh and kvarh or based on 4 different tariffs; single phase measurements
- Gas, cold water, hot water, kWh remote heating measurements
- TRMS measurements of distorted sine waves (voltages/currents)

Structure



Area	Description
A	LCD display
B	Voltage/current connections
C	Joystick
D	Selector with pin for MID seal (programming block)
E	Inputs/outputs or communication port
F	Pins for MID seal (protection covers included)

12.2 Tarjeta de comunicaciones

INGECON
SUN
EMS Board

LA GESTIÓN ENERGÉTICA MÁS EFICIENTE PARA EL AUTOCONSUMO

Los gestores energéticos INGECON® SUN EMS de Ingeteam (EMS: Energy Management System) están destinados a optimizar el consumo de energía en instalaciones de ámbito doméstico, comercial e industrial. Su objetivo es aumentar en todo momento la tasa de generación de energía desde fuentes renovables, en función de las necesidades de consumo de la instalación.

Gestor energético inteligente
La tarjeta de control INGECON® SUN EMS Board gestiona los flujos de energía de la instalación a partir de la lectura de un vatímetro colocado en el punto de conexión, enviando consignas de funcionamiento a los diferentes inversores. Este dispositivo de control y comunicación se coloca en el interior del inversor, simplificando y abaratando el conjunto de la instalación.

Conectividad avanzada
El INGECON® SUN EMS Board se conecta a los equipos de la instalación mediante su interfaz Ethernet o Wi-Fi (integrados de serie) y puede ser monitorizado con el software INGECON® SUN EMS Tools. Dicho software se utiliza también para configurar la estrategia de control del gestor EMS Board. Adicionalmente, este dispositivo cuenta con un puerto RS-485 para la comunicación con el vatímetro externo.

Máximo control de la energía consumida
El gestor energético de la instalación lleva un control exhaustivo de la cantidad de energía intercambiada con la red pública. Esta información es transferida en tiempo real desde el vatímetro al INGECON SUN® EMS Board, y estaría disponible para su visualización a través del software INGECON SUN® EMS Tools. Además, en el caso de una caída de red, la instalación puede operar en modo aislado si hay un sistema de almacenamiento acoplado a la instalación.

Múltiples instalaciones
Hay diversos tipos de sistemas que pueden ser controlados por un INGECON® SUN EMS Board:

- Autoconsumo con generación fotovoltaica.
- Autoconsumo con almacenamiento.
- Hibridación diésel-generación fotovoltaica.
- Hibridación red pública-diésel-generación fotovoltaica.
- Monitorización.

Garantía estándar de 3 años



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Suministro de potencia	EMS Board
Tensión de entrada	100 - 240Vac
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Consumo de potencia	5 - 8 W
Posibilidad de alimentación AC externa	+5 Vdc/1.2 W
Conectividad	
Wi-Fi	✓
Ethernet	✓
RS-485	✓
USB para actualización de firmware	✓
Estrategias EMS avanzadas	✓
Compatible con IS Manage	✓
Compatible con IS EMS Tools	✓
Interfaz de comunicación con otros equipos	
Inversor Ingeteam	RS-485, Ethernet, Wi-Fi
Sistema de monitorización	Ethernet, Wi-Fi, 3G ¹⁾
Vatímetro	RS-485

¹⁾ Se puede conectar un módem 3G externo usando la conexión Ethernet o Wi-Fi del dispositivo IS EMS Board.



A Antena Wi-Fi **B** Fuente de alimentación externa +5Vdc
C Batería Wi-Fi externa **E** USB
D RS-485 **F** Ethernet

