

ANEXOS

ÍNDICE

1 ANEXO I: PROCESO PRODUCTIVO	4
2 ANEXO II: ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA Y CONSUMOS	8
2.1 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA	10
2.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS CONSUMOS ENERGÉTICOS.....	10
2.3 DISTRIBUCIÓN DE POTENCIAS Y CONSUMOS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS	11
3 ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN	13
3.1 SITUACIÓN ACTUAL.....	16
3.1.1 ESTUDIO DE ILUMINACIÓN	16
3.2 SUSTITUCIÓN DE FLUORESCENTES POR LUMINARIAS DE TIPO LED	18
3.2.1 ESTUDIO DE ILUMINACIÓN	18
3.2.2 ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO.....	21
3.3 MODIFICAR LA ALTURA DEL PUNTO DE LUZ	25
4 ANEXO IV: ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS.....	27
4.1 ESTUDIO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	27
4.2 ESTUDIO DE LAS PROUESTAS DE MEJORA Y SU RENTABILIDAD.....	29
4.2.1 INSTALACIÓN DE UN VARIADOR DE VELOCIDAD EN LA BOMBA DE LA 2 ^a ETAPA DE ÓSMOSIS.....	29
4.2.2 INSTALACIÓN DE UN MOTOR DE CALIFICACIÓN IE3 Y DE UN VARIADOR DE VELOCIDAD EN LA BOMBA DE LA 2 ^a ETAPA DE ÓSMOSIS.....	31
4.2.3 INSTALACIÓN DE UN MOTOR DE CALIFICACIÓN IE3 PARA LA 1 ^a ETAPA DE ÓSMOSIS.....	32
5 ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA	34
5.1 OPTIMIZACIÓN DEL CONTRATO ACTUAL	34
5.2 DESPLAZAMIENTO DE LA JORNADA LABORAL	37
5.3 CAMBIO DE COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.....	41
6 ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO	44
6.1 DETERMINACIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA.....	44
6.2 DISPONIBILIDAD DE SUPERFICIE Y REPLANTEO DE MÓDULOS EN CUBIERTA	45

6.2.1	PROPIUESTA I.....	48
6.2.2	PROPIUESTA II.....	51
6.3	ELECCIÓN DEL INVERSOR.....	52
6.3.1	PROPIUESTA I.....	52
6.3.2	PROPIUESTA II.....	54
6.3.3	PROPIUESTA III.....	55
6.4	PRODUCCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	56
6.5	DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO	59
6.5.1	TENSIÓN DE AISLAMIENTO O TENSIÓN ASIGNADA (V):.....	61
6.5.2	LA CORRIENTE ADMISIBLE PERMANENTE (A)	61
6.5.3	LA CAÍDA DE TENSIÓN.....	62
6.6	CONTADOR	65
6.7	ESTUDIO DE RENTABILIDAD	66
6.8	PLANOS.....	76
6.9	SIMULACIÓN CON PVSYST.....	77
6.10	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE MÓDULO FOTOVOLTAICO E INVERSOR	78
7	ÍNDICE DE TABLAS	79
8	ÍNDICE DE FIGURAS	81

1 ANEXO I: PROCESO PRODUCTIVO

Como punto de partida de la auditoria, es necesario conocer en profundidad el producto y proceso de fabricación que en la industria IBERIA AGUA S.L. se lleva a cabo.

Toda la empresa está gestionada bajo los estándares de Calidad ISO 9.001.

Su jornada laboral es de 8 horas aproximadamente, de 7 a 15:00 h y en caso de que los pedidos lo requieran, se alarga la jornada hasta las 17-18h (caso habitual).

Son instalaciones de pequeño tamaño. En esta nave se realiza la fabricación o elaboración de dos productos y por tanto dos procesos diferenciados y un último donde se unen los dos productos.

1. Por un lado el tratamiento de agua a partir de agua de red

El agua es la fórmula química que más abunda en la naturaleza. En el ciclo hidrológico, el agua se contamina, debido a su poder disolvente, en cada uno de sus pasos va absorbiendo contaminantes, esto hace que la fórmula molecular pura del agua, sea imposible de encontrar en la naturaleza. De ahí la necesidad de purificar el agua.

Se entiende por purificación, cualquier método para volver a renaturalizar la molécula de agua. En IBERIA AGUA S.L. se purifica el agua y distribuye en diferentes formas.

- *Agua desmineralizada:* Este tipo de agua es tratada con radiación UVC con efecto germicida. Es apta para todos los sectores industriales, así como para el ámbito doméstico. A nivel industrial, es excelente para la industria metalúrgica, placas solares, corte por hilo, laser, corte en frío, vidriera, automoción, etc... A nivel doméstico, es perfecta para baterías, acuarios y planchas.
- *Agua bidesmineralizada:* Su alta pureza, y su tratamiento con radiación UVC con efecto germicida, la hace apta a todos los sectores que precisen de una calidad alta, como industria química, centrales térmicas y nucleares, industria farmacéutica, cosmética, perfumería, inseminación artificial, laboratorios, etc...
- *Agua osmotizada:* Es agua idónea por su poca mineralización, para limpieza de carrocerías y piezas, cisternas, limpieza de fachadas, circuitos cerrados, etc.
 - *Ósmosis*

Se coge agua directamente de red y se trata en una primera etapa de ósmosis, para la que se necesita un motor de 11kW (de 2006) con variador de frecuencia de reciente instalación.

Posteriormente se introduce en una segunda etapa de ósmosis en la que se utiliza un motor de 5,5 kW de potencia nominal.

Ambas etapas están controladas por un mismo armario de control.

De aquí se envía a 4 depósitos para aumentar el caudal respecto del que se obtiene de la Red.

ANEXO I: PROCESO PRODUCTIVO

○ Desmineralización

Se dispone de 4 bombas de 3 kW de potencia unitaria, de las que normalmente sólo entra en funcionamiento una (entrada secuencial en función de la demanda de agua). Ésta, bombea el agua enviándola a desmineralizar. Todo este sistema de bombas está controlado en un único armario de control.

En esta empresa se utiliza el sistema de Desmineralizadores catión - anión con dos columnas o de doble intercambio. Mediante el uso de resinas de intercambio iónico se pueden eliminar prácticamente el 100% de las sales disueltas en el agua.

En los desmineralizadores de dos columnas se alojan las resinas en dos botellas distintas, el agua pasa primero por la resina catiónica donde se eliminan los cationes y se sustituyen por H⁺ (se eliminan los minerales más fuertes: sodio, potasio...), luego el agua pasa por la resina aniónica donde se eliminan los ácidos combinándolos con OH. (se eliminan los minerales más débiles)

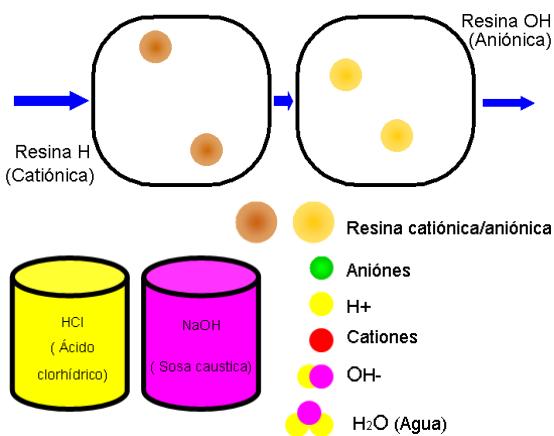


Figura 1.-Proceso de desmineralización catión-anión.

Para regenerar las resinas se hace pasar ácido clorhídrico (HCl) por la resina catiónica y sosa (NaOH) por la aniónica. Después de la regeneración hay que aclarar las resinas antes de empezar un nuevo ciclo.



Figura 2.-Desmineralizadores.

Además este tipo de agua es tratada con radiación UVC con efecto germicida (lámparas).

Del proceso de desmineralización el agua se acumula en un depósito de acumulación exterior (160 m³).

ANEXO I: PROCESO PRODUCTIVO

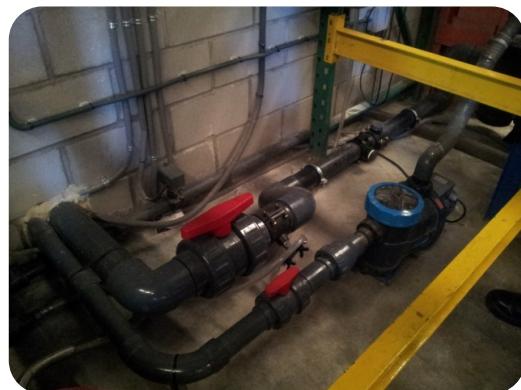


Figura 3.-Tuberías para carga de agua para camión cisterna y para garrafas.

2. Y por otro los envases, ya sean botellas de 1 litro como garrafas de 5 litros.

En este proceso tenemos dos máquinas de inyección de plásticos:

- 1 Máquina para las botellas de 1 litro que es de 30 CV
- 1 Máquina para las garrafas de 5 litros de 10-42 kW, en función de la producción.

En esta nave utilizan polyethylene terephthalate (PET) y material reciclado de otros envases utilizados para la fabricación de envases. Previo a la entrada en la inyectora, se mezclan el PET y los restos de envases en un molino de 5,5kW de potencia nominal formando una mezcla heterogénea.

A continuación la mezcla en forma sólida ingresa por la tolva a la zona de alimentación del tornillo, en esta zona es transportada, por efecto de la rotación del tornillo dentro del barril, hacia la zona de fusión donde se plastifica; finalmente el material es bombeado hacia la parte delantera del tornillo hasta la zona de dosificación. Durante el proceso de plastificación de la mezcla el tornillo gira constantemente. Cuando se va a realizar la inyección hacia el molde, el tornillo deja de girar y actúa a manera de pistón, haciendo fluir el plástico fundido hacia el molde y llenando las cavidades.

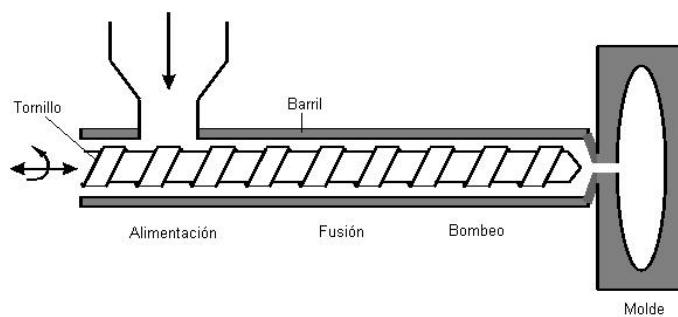


Figura 4.-Tornillo sinfín para proceso de inyección.

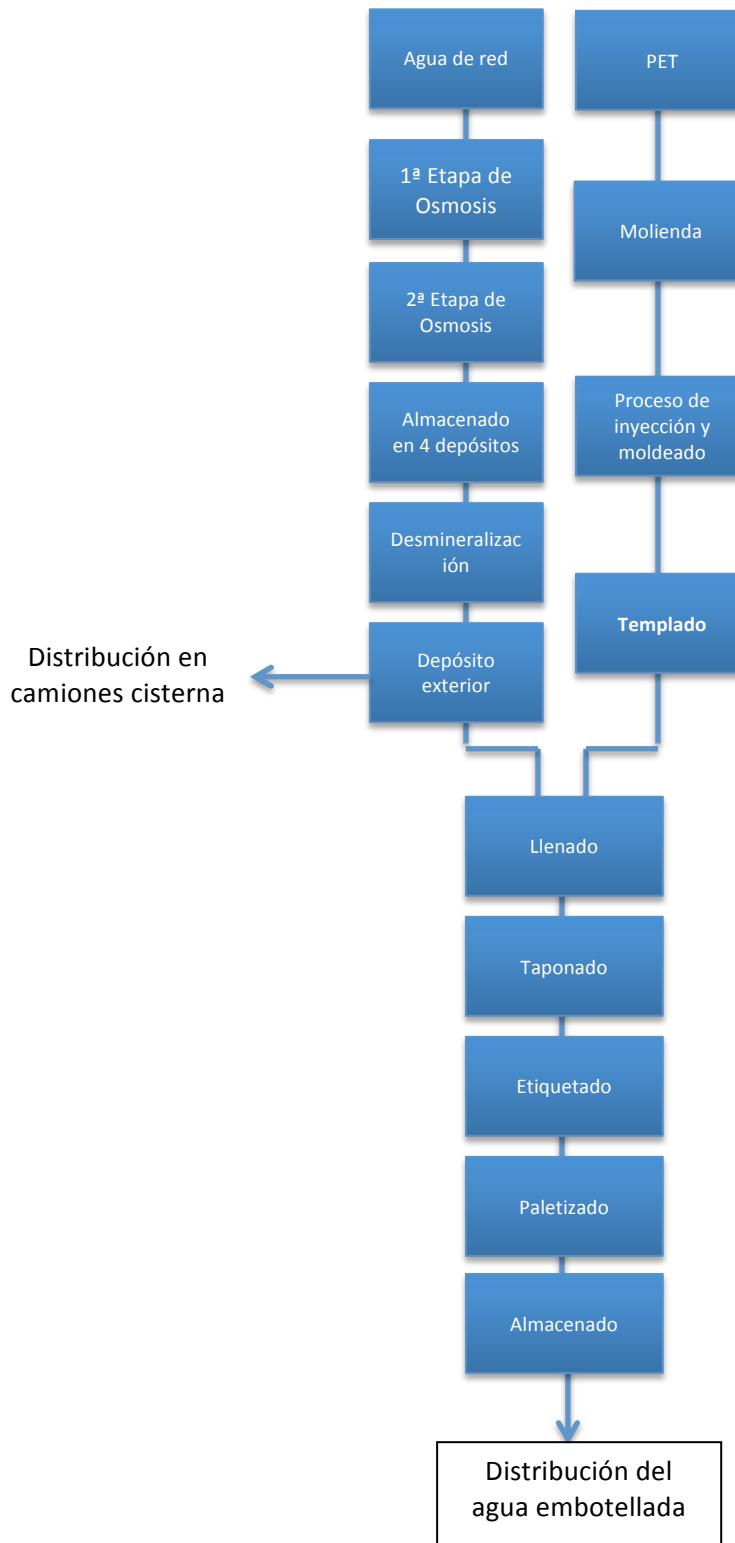
El molde se encuentra en la unidad de cierre, ésta consiste en una prensa conformada por dos placas portamoldes, una móvil y otra fija.

El molde se templa con la ayuda de un grupo de frío de 11kW de potenci. Una vez realizado el envase se trata con lámparas UVC para eliminar posibles gérmenes.

3. Envaseado

Una vez los productos de los dos procesos han finalizado, el agua se bombea desde el depósito exterior hasta la cinta transportadora donde se llenan los envases se taponan y etiquetan.

- Diagrama De Flujo



2 ANEXO II: ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA Y CONSUMOS

Conocer cómo se distribuye la potencia instalada y los consumos por equipo es de gran importancia para conocer de antemano los equipos en los que se deberá hacer un mayor hincapié en su estudio. De esta forma los equipos que sean mayores consumidores de energía podrán tener un impacto mayor en los ahorros que los que consuman menos energía. Por ello se hace el análisis según tipología de equipo y tipo de energía consumida. Se partirá de los datos facilitados por la empresa como son las horas de funcionamiento de cada uno de los equipos, la potencia nominal de cada uno de ellos y las facturas mensuales de un año representativo.

De forma que el estudio se aproxime lo máximo a la realidad se ajustarán los consumos máximos o teóricos, es decir las horas que la empresa ha informado que funcionan los equipos al año por la potencia de cada equipo, al consumo real indicado por las facturas.

Con las horas equivalentes de trabajo, las horas que, trabajando la máquina a plena carga equivaldrían al número de horas de uso real, y el consumo equivalente, se obtendrán los porcentajes que cada uno de los equipos consume del total de la energía facturada.

Es necesario obtener estos valores ya que la maquinaria, aunque esté encendida, no siempre está trabajado a plena carga. Hay veces que trabaja parcialmente, y otras que está en stand-by. Si se toman las horas de uso como horas a plena carga, los consumos teóricos se disparan siendo muy distintos de los consumos reales de la instalación.

Se estima un 8% la energía consumida por equipos de baja potencia instalada como son pequeños motores, iluminación y pequeños equipos.

La potencia de cada uno de los equipos será la facilitada por las placas características de cada equipo o en su defecto por la información facilitada por IBERIA AGUA S.L. o el Consejo Aragonés de Cámara de Comercio.

De esta forma obtendremos el consumo teórico de cada uno de los equipos como:

$$\text{Consumo teórico} = \text{Potencia} \cdot \text{Horas de trabajo teóricas}$$

A partir de aquí obtendremos el porcentaje de consumo por equipo:

$$\text{Consumo (\%)} = \frac{\text{Consumo teórico}}{\sum \text{Consumo teórico}}$$

Finalmente obtendremos el consumo equivalente como:

ANEXO II: ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA Y CONSUMOS

Consumo equivalente = Consumo total real · Consumo (%)

Consumo total real			170.220	kWh/año		
Equipo	Potencia [kW]	Horas trabajo [h]	Consumo teórico [kWh]	Consumo %	Consumo equivalente [kWh]	Horas equivalentes [h]
Máquina 1 Litro	22	1800	39.600	17%	27.266	1.239
Máquina 5 litros	42	1800	75.600	33%	52.053	1.239
Molino	5,5	1800	9.900	4%	6.816	1.239
Aire Comprimido	11	1752	19.272	8%	13.269	1.206
Grupo de Frío	11	1752	19.272	8%	13.269	1.206
Pozo	5,5	1800	9.900	4%	6.816	1.239
Osmosis 1ª Etapa	11	4000	44.000	19%	30.295	2.754
Osmosis 2ª	5,5	1800	9.900	4%	6.816	1.239
Consumo "otros"	8%		13.618	100%	156.602	

Tabla 1.- Ajuste de consumos.

La siguiente gráfica muestra la diferencia entre el consumo real, el consumo máximo y el consumo ajustado. Como se puede prever, el consumo real y el ajustado son iguales, ya que se está analizando el total de los consumos que en ambos casos será 170.220 kWh.

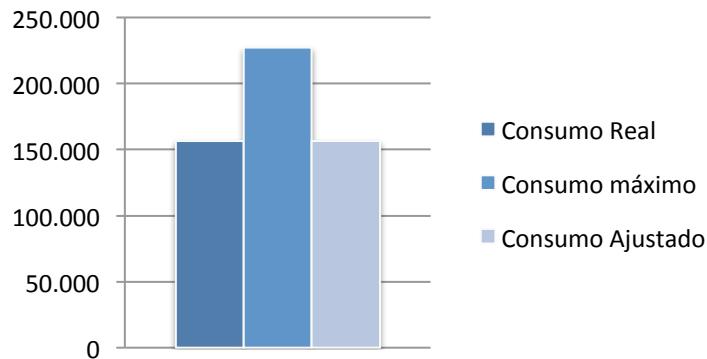


Figura 5.-Gráfica comparativa consumos real, máximo/teórico y ajustado/equivalente.

En la siguiente gráfica se observa la diferencia entre el consumo máximo por cada equipo y el consumo ajustado. En este caso no tenemos el consumo real ya que únicamente conocemos ese valor por las facturas energéticas, es decir el consumo en conjunto, sin embargo el consumo ajustado es el valor más próximo que tenemos de lo que sería el consumo real por equipo.

ANEXO II: ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA Y CONSUMOS

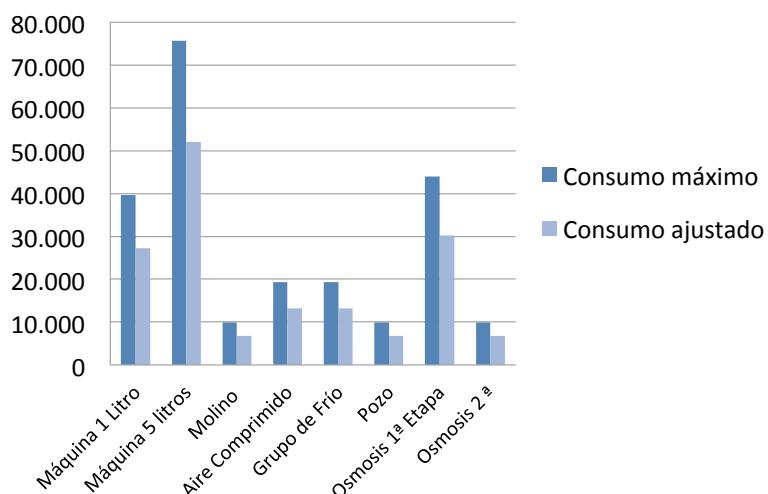


Figura 6.-Gráfica comparativa de ajuste de consumos máximo y ajustado.

2.1 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA

Es importante conocer la potencia instalada en la nave objeto de la auditoría para conocer cuáles serán los equipos más susceptibles a una mejora en eficiencia energética y en qué fuente de energía se tiene que centrar más el estudio.

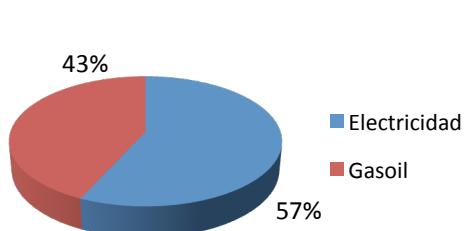


Figura 7.- Distribución de la potencia instalada por tipo de energía

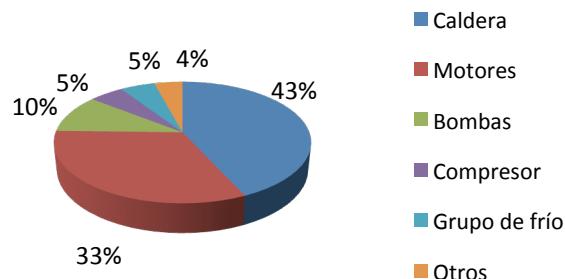


Figura 8.- Distribución de la potencia instalada por tipología de equipo

La distribución de la potencia instalada según tipo de energía es muy pareja, tanto la fuente eléctrica como la de gasoil rondan los 100kW, siendo 93kW los equipos térmicos y 122kW los equipos eléctricos.

La distribución de potencia por tipología de equipo muestra que la caldera es el equipo con más potencia, 43% del total. El grupo de motores le sigue con un 33%.

2.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS CONSUMOS ENERGÉTICOS

Pese a tener una potencia instalada menor, puede que los consumos sean grandes debido al número de horas de funcionamiento de cada equipo. Por ello es necesario conocer el consumo de cada uno de ellos.

ANEXO II: ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA Y CONSUMOS

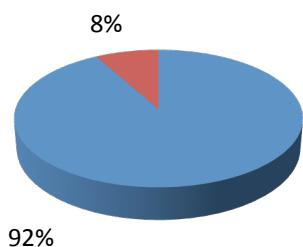


Figura 9.- Distribución del consumo energético por tipo de energía

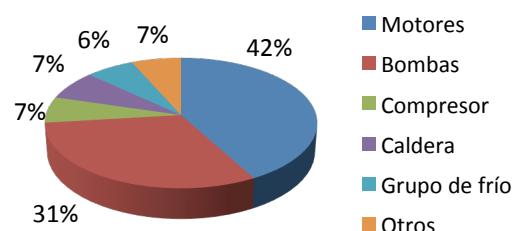


Figura 10.- Distribución del consumo energético por tipología de equipo

Respecto a la distribución por tipo de energía, más del 90% de la instalación es de tipo eléctrico, con un valor muy superior al térmico (170MWh frente a 15MWh). Esta gran diferencia es debida al mayor número de horas equivalentes de operación de los equipos eléctricos que concentran la actividad de la empresa.

En cuanto a la distribución por tipología de equipo, los motores y bombas son los equipos que representan un mayor porcentaje de consumo del total de la empresa.

2.3 DISTRIBUCIÓN DE POTENCIAS Y CONSUMOS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS

Después de estudiar la distribución por tipo de energía, se puede afirmar que es preciso centrarse en los equipos eléctricos.

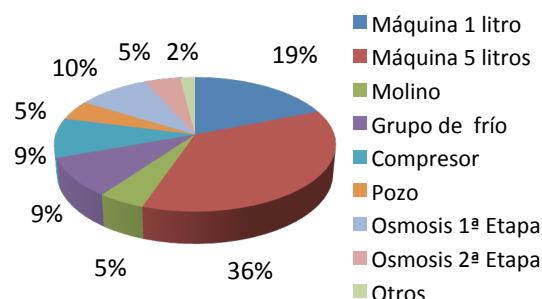


Figura 11.- Distribución de la potencia instalada por equipos eléctricos

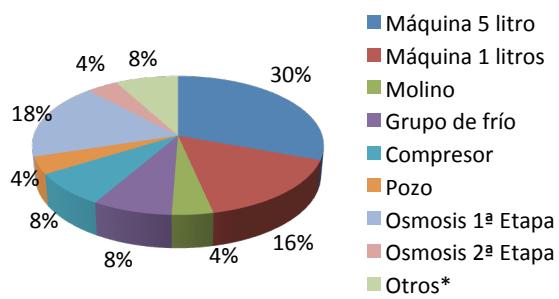


Figura 12.- Distribución del consumo energético por equipos eléctricos

Analizando la distribución de potencia exclusivamente para los equipos eléctricos, podemos observar que el equipo de mayor potencia es la “máquina de 5 litros”, de 42kW de potencia nominal, que posee casi el doble de potencia que el siguiente equipo, la “máquina de 1 litro” de 22kW de potencia nominal. Entre ambas máquinas llegan a más del 50% de la potencia eléctrica instalada.

En cuanto a la distribución por consumos se aprecia una clara correlación con la distribución de potencia por equipo. Las máquinas inyectoras alcanzan el 53% del consumo total, con un consumo equivalente de 52.053kWh de la máquina inyectora de envases de 5 litros y 27.266kWh la máquina inyectora de envases de 1 litro.

Añadir que los procesos de osmosis tienen también un gran consumo respecto con el resto de equipos, alcanzando un 22% con un consumo equivalente de 37.111kWh. Por tanto, las posibles medidas de ahorro sobre estos equipos tendrán mayor incidencia en el total del

ANEXO II: ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA Y CONSUMOS

consumo de la instalación. Pequeñas medidas aplicadas en estos equipos pueden suponer mayores ahorros absolutos que grandes medidas sobre equipos de bajo consumo.

3 ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

El estudio de los sistemas de iluminación se lleva a cabo con el software DIALux.

La información de los sistemas de iluminación facilitada por IBERIA AGUA S.L. es la siguiente:

ZONA	ELEMENTO	Nº DE LÁMPARAS (lumxlamp)	POTENCIA POR EQUIPO [W]	POTENCIA POR LUMINARIA [W]	POTENCIA TOTAL DEL CONJUNTO [W]	ALTURA DE INSTALACIÓN [m]	LUZ NATURAL
NAVE	Fluorescente	17x2	116	58	1.972	7/8	7 Lucernarios (viejos, poca luz)
	Campana de vapor de mercurio	1x1	440	440	440		
OFICINA	Fluorescente	6x4	20	80	480	2,8	2 Ventanas (orientadas al Norte, poca luz)
SERVICIOS	Fluorescente	2x4	58	232	464	-	Ventanas (muy pequeñas, no entra luz suficiente)
COMEDOR	Fluorescente	1x4	58	232	232	-	NO

Tabla 2.-Inventario de luminarias.

A causa de las pocas horas por año que se hace uso de los servicios y el comedor, no se realizará el estudio de viabilidad de cambio de estas luminarias por otras de tecnología LED, ya que el tiempo de amortización será largo y teniendo en cuenta la cantidad de luminarias instaladas no es significante. De igual forma ocurre con las instaladas en la oficina, ya que la potencia instalada en esta zona en comparación con la total es tan solo de un 13%. El estudio por tanto se centrará en las zonas de mayor potencia instalada, la Nave.

Previo al estudio, se deben entender ciertos términos:

Iluminancia: cociente del flujo luminoso $d\phi$ incidente sobre un elemento de la superficie que contiene el punto, por el área dA de ese elemento, siendo la unidad de medida el lux, que equivale a un lumen /m².

Iluminancia media mantenida: Valor por debajo del cual no debe descender la iluminancia media en el área especificada.

Uniformidad: Es la relación entre la iluminación mínima y la iluminación media sobre una superficie de una instalación de alumbrado. Se simboliza por E_{\min}/E_{med} y su unidad está dada en por ciento (%) o por una relación. Su expresión es:

Factor deslumbramiento: es la sensación visual producida cuando existe exceso de luminancia (brillo) en el campo de visión, lo cual altera la sensibilidad del ojo, causando molestias y reduciendo la visibilidad.

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

Además se deben conocer las limitaciones y exigencias estipuladas por la norma UNE-EN 12464-1 de 2012 sobre iluminación en lugares de trabajo. Esta norma especifica los requisitos para sistemas de iluminación para la mayor parte de los lugares de trabajo en interiores y sus áreas asociadas en términos de cantidad y calidad de iluminación. Además se dan recomendaciones sobre la buena práctica de iluminación.

El estudio se dividirá en dos zonas, la zona de trabajo, especificada por la actividad a realizar y la zona de paso y almacenaje.

- ZONA DE TRABAJO

La situación del área de trabajo dentro de la nave es la mostrada en la figura:



Figura 13.- Situación de la zona de trabajo en la nave

Como se ha puntualizado anteriormente, el sistema de iluminación de la nave debe cumplir la normativa estipulada por la tarea a desarrollar. Como no aparece ninguna tarea que se corresponda exactamente con la desarrollada por la empresa IBERIA AGUA S.L. se aplicará la normativa correspondiente a la tarea que mayor similitud tiene dentro de la industria alimenticia. Se tomarán las restricciones correspondientes a las tareas 2.7.1.

2.7 Productos alimenticios e industria de alimentos de lujo					
Nº ref.	Tipo de interior, tarea y actividad	\bar{E}_m lux	UGR _L	R _a	Observaciones
2.7.1	Puestos de trabajo y zonas en: – fábricas de cerveza, malta – para lavado, llenado de barriles, limpieza, tamizado, descascarado – cocción en fábricas de conservas y chocolates – puestos de trabajo y zonas en azucareras – para secar y fermentar el tabaco en rama, cueva de fermentación	200	25	80	
2.7.2	Clasificación y lavado de productos: molienda, mezclado, envasado	300	25	80	
2.7.3	Puestos de trabajo y zonas críticas en mataderos, carnicerías, molinos de queserías, o zonas de filtrado en refinerías de azúcar	500	25	80	
2.7.4	Corte y clasificación de frutas y vegetales	300	25	80	
2.7.5	Fabricación de alimentos de delicatessen, trabajo en cocinas, fabricación de puros y cigarrillos	500	22	80	
2.7.6	Inspección de vidrios y botellas, control de productos, desbarbadura, clasificación, decoración	500	22	80	
2.7.7	Laboratorios	500	19	80	
2.7.8	Inspección de colores	1 000	16	90	$T_{CP} \geq 4\,000\text{ K}$

Figura 14.- Niveles de iluminación estipulados por la norma UNE-EN 12464-1

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

De esta forma la disposición y tipo de luminarias tiene que adaptarse a los valores definidos, de forma que cumpla los siguientes parámetros en la zona de trabajo establecidos por normativa:

Iluminancia mantenida (E_m): 200 lux

Factor de deslumbramiento (UGR_L): 25

Rendimiento de colores (R_a): 80 (Dependerá de la luminaria escogida)

Además el área de la tarea debe ser iluminada tan uniformemente como sea posible sin bajar de los valores que indica la siguiente tabla:

Iluminancia de tarea lux	Iluminancia de áreas circundantes inmediatas lux
≥ 750	500
500	300
300	200
≤ 200	E_{tarea}
Uniformidad: $\geq 0,7$	Uniformidad: $\geq 0,5$

Tabla 3.- Niveles de uniformidad según el área de estudio

Por lo tanto, la uniformidad en la zona de trabajo (E_{min}/E_m) no debe ser menor de 0,7.

- ZONA DE PASO Y ALMACENAJE

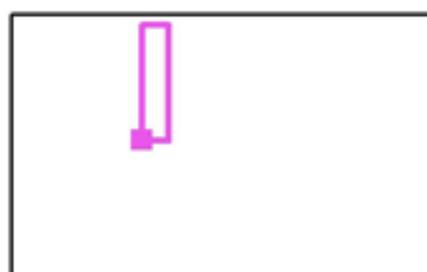


Figura 15.- Situación de la zona de paso y almacenaje en la nave

Para la zona de paso y almacenaje en naves industriales se tomarán los datos correspondientes a pasillos sin guarneceras.

1.5 Área de almacenamiento con estanterías

Nº ref.	Tipo de interior, tarea y actividad	E_m lux	UGR_L	R_a	Observaciones
1.5.1	Pasillos: sin guarnecer	20	—	40	Iluminancia al nivel del suelo
1.5.2	Pasillos: guarneidas	150	22	60	Iluminancia al nivel del suelo
1.5.3	Estaciones de control	150	22	60	

Figura 16.- Valores de iluminación estipulados por la norma UNE-EN 12464-1 para área de almacenamiento con estanterías

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

Iluminancia mantenida (E_m): 150 lux

Factor de deslumbramiento (UGR_L): 22

Rendimiento de colores (R_a): 60

Y como indica la Figura 16.- Valores de iluminación estipulados por la norma UNE-EN 12464-1 para área de almacenamiento con estanterías Figura 16, el nivel de Uniformidad no debe bajar de 0,5.

3.1 SITUACIÓN ACTUAL

3.1.1 ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

Según la información facilitada por IBERIA AGUA S.L. los lucernarios colocados en la nave son viejos y tan apenas dejan pasar luz natural, sobre todo en las primeras horas de la mañana. Por lo tanto se hará el estudio suponiendo el caso más desfavorable, sin tener en cuenta la existencia de lucernarios en la nave.

La disposición de las luminarias en la nave es la siguiente:

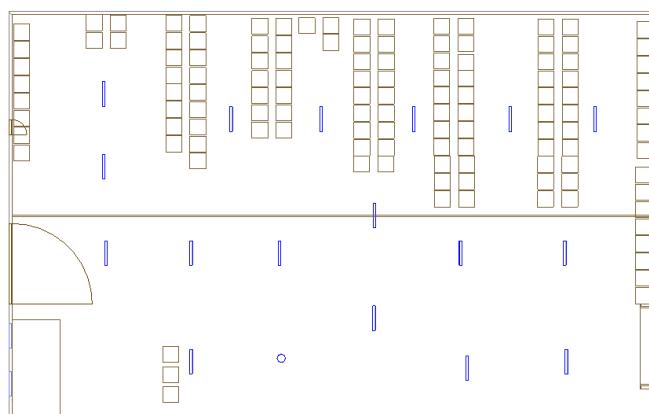


Figura 17.- Disposición actual de luminarias en la nave

Tras simular la situación actual, con las luminarias definidas en la Figura 17, a 7.5m de altura y sin tener en cuenta los lucernarios, las isolíneas que muestran los niveles de iluminancia en el interior de la nave son los siguientes:

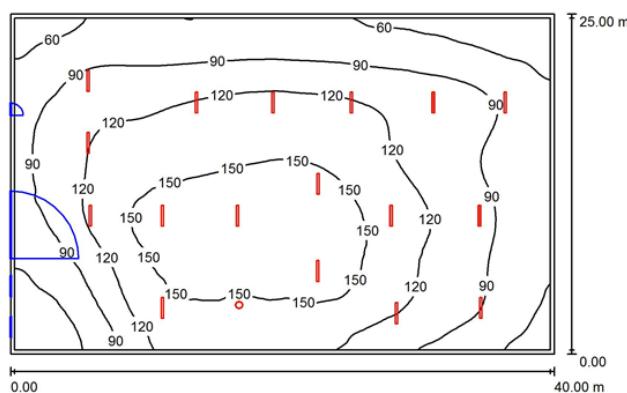


Figura 18.- Simulación de la situación actual.

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

Los resultados de Iluminancia mantenida (E_m) y Uniformidad (E_{min}/E_m) de la actual situación de iluminación son los mostrados en la siguiente tabla:

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	110	37	173	0.340
Suelo	27	104	39	157	0.377
Techo	70	32	26	36	0.792
Paredes (4)	50	54	20	229	/

Plano útil:
 Altura: 1.200 m
 Trama: 128 x 128 Puntos
 Zona marginal: 0.300 m

Figura 19.- Valores de iluminancia, uniformidad y factor de deslumbramiento con la situación actual de iluminación

- ZONA DE TRABAJO

Para estudiar en más detalle la zona de trabajo se realiza un cálculo particular de ésta. La altura de trabajo es de 1.20m, a la cual se examinan los datos de Iluminancia y Uniformidad.

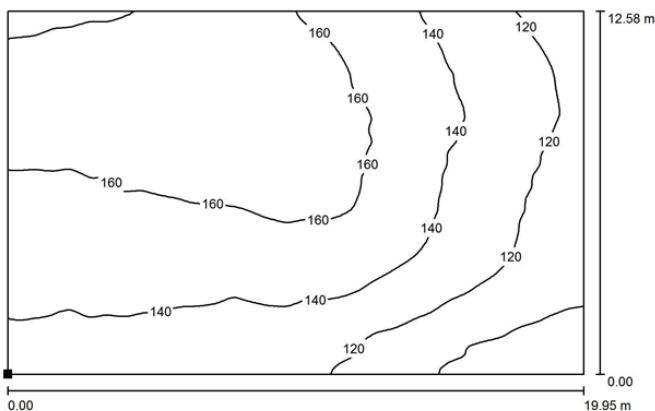


Figura 20.- Simulación en la zona de trabajo para la situación actual.

Los resultados de iluminancia y uniformidad de la zona de trabajo son los siguientes:

E_m [lx] 144	E_{min} [lx] 84	E_{max} [lx] 173	E_{min} / E_m 0.580	E_{min} / E_{max} 0.483
-------------------	----------------------	-----------------------	--------------------------	------------------------------

Figura 21.- Datos de iluminancia y uniformidad en la zona de trabajo con la situación de iluminación actual

La iluminancia mantenida es menor que la estipulada por la normativa, teniendo en cuenta la luz natural proveniente de los lucernarios este valor aumentaría, sin embargo podríamos aumentar este valor para mejorar las condiciones de trabajo en momentos en los que no entre luz natural a través de los lucernarios. Añadir también que la uniformidad no cumple con la normativa dispuesta ($0.58 < 0.7$).

- ZONA DE PASO Y ALMACENAJE

De la misma forma se realiza el estudio en detalle para las zonas de paso y almacenaje. (Se tomará un pasillo de la zona del almacenaje como referencia)

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

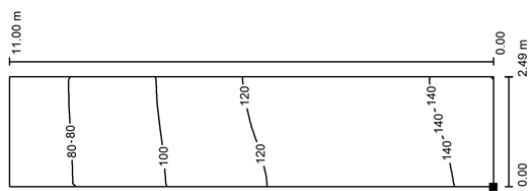


Figura 22.- Simulación en la Zona de paso y almacenaje para la situación actual.

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
113	69	149	0.610	0.465

Figura 23.- Valores de iluminancia y uniformidad en la zona de paso y almacenaje con la situación de iluminación actual

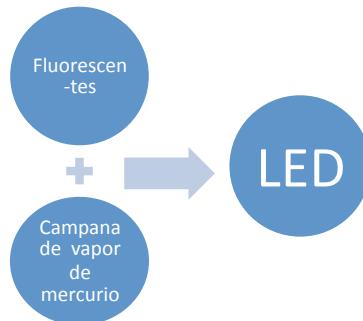
La iluminancia mínima especificada por normativa en las zonas de paso y almacenaje es de 150 lux, valor que no cumple la situación actual registrando únicamente la luz artificial. Teniendo en cuenta la luz natural proveniente de los lucernarios este valor aumentaría, aunque como hemos apuntado anteriormente, estos no se encuentran en condiciones óptimas para dejar pasar la luz natural, de forma que en el diseño propuesto se tratará de aumentar este valor. En la zona de estudio la Uniformidad cumple el mínimo valor estipulado por normativa, $0,61 > 0,5$.

3.2 SUSTITUCIÓN DE FLUORESCENTES POR LUMINARIAS DE TIPO LED

3.2.1 ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

Puesto que las tecnologías actualmente instaladas en iluminación no son de las denominadas en el mercado como tecnologías eficientes, y pese a que aun cambiando el horario de trabajo a las horas de más luz tienen que hacer uso de iluminación artificial en la nave, se propone la siguiente acción de mejora:

Considerando la situación anterior, donde los lucernarios no se tienen en cuenta, se realiza el estudio con la idea de cambiar las luminarias actuales de baja eficiencia por luminarias de tecnología LED.



El tipo de luminaria elegida es una luminaria estanca de LED de PHILIPS que permite un ahorro de energía de hasta el 50% frente a los tubos fluorescentes. El modelo se basa en una lámpara LED estanca de 58W con un flujo luminoso de 6000 lumen. La vida útil de la luminaria es de 50.000 horas de funcionamiento. El modelo seleccionado se especifica a continuación:

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

29 Pieza PHILIPS WT120C 1xLED60S/840 L1500

Nº de artículo:

Flujo luminoso (Luminaria): 6000 lm

Flujo luminoso (Lámparas): 6000 lm

Potencia de las luminarias: 58.0 W

Clasificación luminarias según CIE: 97

Código CIE Flux: 48 81 95 97 100

Lámpara: 1 x LED60S/840/- (Factor de corrección 1.000).

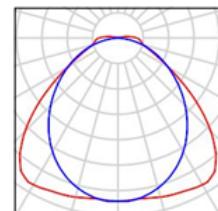


Figura 24.- Datos técnicos luminaria PHILIPS

Con el fin de cumplir con la norma UNE-EN 12464-1 se ha hecho una simulación con el DIALux incorporando 29 luminarias de este tipo. La disposición de estas y las isolíneas resultantes se pueden ver en la siguiente figura:

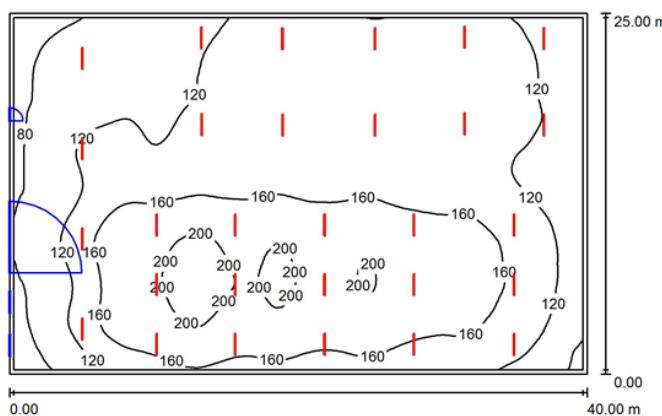


Figura 25.- Simulación con incorporación luminarias LED.

En la siguiente tabla se pueden ver los resultados generales de la simulación, sin embargo a continuación se analizará con detalle cada zona de estudio.

Superficie	$\rho [\%]$	$E_m [lx]$	$E_{min} [lx]$	$E_{max} [lx]$	E_{min} / E_m
Plano útil	/	141	55	217	0.386
Suelo	27	133	55	195	0.409
Techo	70	42	37	48	0.886
Paredes (4)	50	68	26	227	/

Figura 26.- Valores de iluminancia, uniformidad y factor de deslumbramiento con la incorporación de luminarias LED.

- ZONA DE TRABAJO

La altura de trabajo es de 1.20m altura a la cual se tendrán en cuenta los datos de Iluminancia y Uniformidad. Las isolíneas en esta zona se muestran en la siguiente simulación:

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

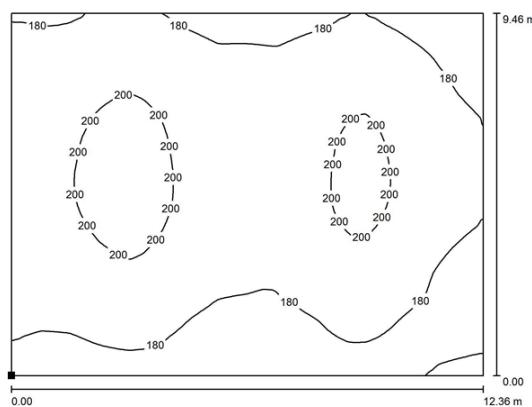


Figura 27.- Simulación de la zona de trabajo con la incorporación de luminarias LED.

Podemos ver como la iluminancia media de la zona de trabajo es de 187 lux, muy cerca de la indicada en la normativa estipulada aplicable al tipo de actividad a desarrollar. Teniendo en cuenta que en dicha simulación no se han considerado los lucernarios, este valor se considera correcto. La uniformidad también cumple con los valores definidos por la norma UNE 12464.1, $0,82 > 0,7$

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
187	154	208	0.820	0.740

Figura 28.- Valores de iluminancia y uniformidad con la situación propuesta (LED)

- ZONA DE PASO Y ALMACENAJE

Estudio en detalle para las zonas de paso y almacenaje. (Se tomará un pasillo de la zona de almacenaje como referencia)

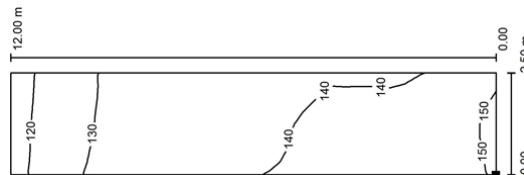


Figura 29.- Simulación en la zona de paso y almacenaje con la incorporación de luminarias LED.

La iluminancia media de las zonas de paso y almacenaje es de 137 lux, teniendo en cuenta la existencia de los lucernarios, se considera que cumple con la normativa estipulada aplicable al tipo de actividad a desarrollar. La uniformidad, 0,852 también cumple con los valores definidos por la norma UNE 12464.1

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
137	116	152	0.852	0.765

Figura 30.- Valores de iluminancia y uniformidad en la zona de paso y almacenaje con la situación propuesta.

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

3.2.2 ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO

Se realiza el estudio de viabilidad económica con la ayuda de una herramienta Excel:

Situación actual

Zona	Tipo de iluminación	Horas/año	Altura de montaje	Cantidad luminarias	Material	Vida útil fuente de luz	Nº fuentes de luz por luminaria	Potencia del sistema (W)	Potencia instalada (w)
									3.015,00
Zona trabajo	Fluorescente	2.000	7,5	5	Balasto electromagnético	12.000	2	58	725,00
Zonas de paso y almacenamiento	Fluorescente	2.000	7,5	12	Balasto electromagnético	12.000	2	58	1740,00
Zona trabajo	Campana de vapor de mercurio	2.000	7,5	1	Balasto electromagnético	20.000	1	440	550,00

Número Mantenimientos / año	Mano Obra reposición lámpara [€]	Coste de una lámpara [€]	Coste Energía [€/año]	Coste Mantenimiento [€/año]
0,43			783,90 €	48,50 €
0,17	5,00	4,00	188,50	15,00
0,17	5,00	4,00	452,40	18,00
0,10	5,00	150,00	143,00	15,50

Tabla 4.- Aspectos técnico-económicos del estado actual de iluminación

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

Situación propuesta

Zona	Cantidad	Material	Vida útil fuente de luz	Nº fuentes de luz por luminaria	Potencia del sistema (W)	Potencia instalada (w)	Número Mtos./año	Mano Obra reposición lámpara (€)	Coste de una lámpara (€)	Coste Energía (Euros/año)	Coste Mto. Iluminancia (Euros/año) media (lux)
					1.653	0,00			429,78 €	- €	
Zona trabajo	9	LED	50.000	1	57	513,00	0,00		120,00	133,38	0
Zonas de paso y almacenamiento	20	LED	50.000	1	57	1.140,00	0,00		120,00	296,40	0
Zona trabajo						0,00	0,00		0,00	0,00	0

Tabla 5.- Aspectos técnico-económicos del sistema propuesto de iluminación

Comparando ambos sistemas, podemos ver como la instalación propuesta disminuye en un 50% la potencia instalada, originando ahorros en la factura

En cuanto a los ahorros económicos producidos con el nuevo sistema y teniendo en cuenta el mantenimiento necesario de cada uno de ellos y el precio del kWh el ahorro anual asciende a 402,62€.

Zona	AHORROS				
	Ahorro Energía (€/año)	Ahorro Energía (%)	Ahorro Mantenimiento (€/año)	Ahorro Mantenimiento (%)	AHORRO TOTAL (€/año)
	354,12	0,29	48,50	1,00	402,62
Zona trabajo	55,12	29%	15,00	100%	70,12
Zonas de paso y almacenamiento	156,00	34%	18,00	100%	174,00
Zona trabajo	143,00	100%	15,50	100%	158,50

Tabla 6.- Ahorros

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

Los resultados del cálculo económico indican la inversión necesaria para llevar a cabo la propuesta planteada anteriormente. El costo de una luminaria, al que se le aplica un descuento del 40% del precio indicado en el catálogo es de 200€, contabilizando las 29 luminarias con el descuento indicado, la inversión sería de 3.480€ que con los gastos de instalación considerando el 8% del precio por luminaria instalada suma 3.758,4€.

PRESUPUESTOS DESGLOSADOS			
Inversión luminarias	Coste Instalación	TOTAL	Retorno inversión (años)
1.080	86,40	1.166,40	-
2.400	192,00	2.592,00	-
3.480	278,4	3.758,40 €	9,33

Tabla 7.- Presupuesto

Teniendo en cuenta el ahorro en el consumo de energía y en mantenimientos, la inversión se amortizaría en un periodo de 9,33 años.

Esta inversión se recomienda realizarla con recursos propios, ya que pedir un crédito para financiarla conllevaría unos intereses demasiado elevados.

Para conocer realmente si la inversión es rentable, se analizarán el VAN y la TIR. Se tomará como tasa de descuento la tasa de inflación es decir, Índice de Precio del Consumo (IPC) general en Zaragoza. Además se plantearán tres escenarios, real, pesimista y optimista en función de la variación del precio de la electricidad a lo largo de los 25 años de vida de las luminarias.

Los últimos 10 años el precio del kWh ha aumentado aproximadamente un 5% y el IPC en Zaragoza ha aumentado una media del 2,4% anualmente. A partir de estos datos se plantearán 3 escenarios para analizar la rentabilidad de la inversión.

ESCENARIOS			
	REAL	OPTIMISTA	PESIMISTA
Variación del precio del kWh	5%	10%	0%
IPC	2,4%	5%	0%

Tabla 8.- Escenarios de estudio de viabilidad económica.

Se ha llamado al escenario en el que aumenta el IPC optimista debido a que es la situación en la que mayores ahorros se obtendrían.

En la siguiente tabla se muestran los ahorros anuales según la variación del precio de la electricidad durante los 25 años útiles de las luminarias y en cada una de las anteriores situaciones planteadas.

El precio del kWh del año 1 se ha obtenido de sacar la media ponderada del precio del kWh de las últimas facturas y los consumos de electricidad en cada uno de los períodos.

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

AÑO	AHORROS ANUALES [€/año]		
	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
1	402,62 €	402,62 €	402,62 €
2	422,75 €	402,62 €	442,88 €
3	443,89 €	402,62 €	487,17 €
4	466,08 €	402,62 €	535,89 €
5	489,39 €	402,62 €	589,48 €
6	513,86 €	402,62 €	648,42 €
7	539,55 €	402,62 €	713,27 €
8	566,53 €	402,62 €	784,59 €
9	594,85 €	402,62 €	863,05 €
10	624,60 €	402,62 €	949,36 €
11	655,83 €	402,62 €	1.044,29 €
12	688,62 €	402,62 €	1.148,72 €
13	723,05 €	402,62 €	1.263,59 €
14	759,20 €	402,62 €	1.389,95 €
15	797,16 €	402,62 €	1.528,95 €
16	837,02 €	402,62 €	1.681,84 €
17	878,87 €	402,62 €	1.850,03 €
18	922,81 €	402,62 €	2.035,03 €
19	968,95 €	402,62 €	2.238,53 €
20	1.017,40 €	402,62 €	2.462,39 €
21	1.068,27 €	402,62 €	2.708,63 €
22	1.121,68 €	402,62 €	2.979,49 €
23	1.177,77 €	402,62 €	3.277,44 €
24	1.236,66 €	402,62 €	3.605,18 €
25	1.298,49 €	402,62 €	3.965,70 €
TOTAL	19.215,88 €	10.065,50 €	39.596,49 €

Tabla 9.- Posibles horros anuales por la sustitución de luminarias actuales por LED.

Podemos ver como si el precio del kWh aumenta, los ahorros serán mucho mayores.

	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	9.740,03	6.307,10	13.953,00
TIR	14%	10%	19%

Tabla 10.- VAN y TIR según la variación del IPC.

Para cada una de las posibles situaciones planteadas, el VAN >0 y el TIR es mayor que el IPC por lo tanto podemos confirmar que la inversión de dicha propuesta planteada es económicamente rentable, por ello se propone sustituir las luminarias actuales por las propuestas de tecnología LED más eficientes y dispuestas como se ha indicado, de forma que se ahorre energía y se cumpla la norma UNE-EN 12464-1 mejorando las condiciones de trabajo.

3.3 MODIFICAR LA ALTURA DEL PUNTO DE LUZ

Considerando que no se lleve a cabo la propuesta estudiada, se aconseja reducir la altura a la que están actualmente instaladas las luminarias, siempre que esto resulte posible.

Haciendo especial hincapié en las luminarias situadas en la zona de trabajo, ya que siendo la altura actual de 7,5m y añadiendo que se trata paneles fluorescentes, el rendimiento es muy bajo. Para mejorar la situación, se aconseja bajar el punto de luz de las luminarias hasta los 5m para aumentar la iluminancia de dicha zona.

En cuanto a las zonas de paso y almacenaje, se propone también bajar el punto de luz siempre y cuando no impida el paso y acopio de las cajas en las estanterías.

Con dicho cambio, los resultados obtenidos son los mostrados por la simulación siguiente:

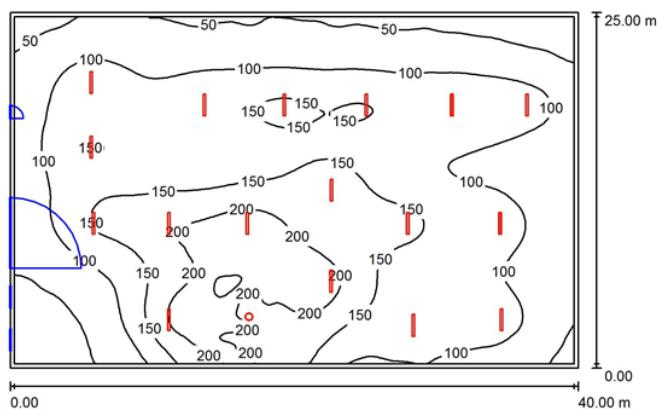


Figura 31.- Simulación con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura.

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	120	27	227	0.226
Suelo	27	113	33	195	0.292
Techo	70	32	25	37	0.773
Paredes (4)	50	43	16	232	/

Figura 32.- Valores de iluminancia, uniformidad y factor de deslumbramiento con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura

- ZONA DE TRABAJO

El estudio en detalle de la zona de trabajo, considerando la altura de trabajo a 1.20m quedaría como se muestra en la siguiente simulación.

ANEXO III: ESTUDIO DE ILUMINACIÓN

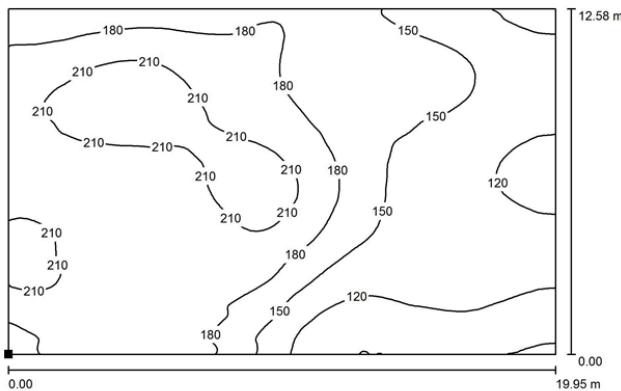


Figura 33.- Simulación de la zona de trabajo con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura.

Como se puede apreciar en la siguiente figura, la iluminancia media ha aumentado de 144 lux a 170 lux. La Uniformidad sigue sin cumplir normativa, siendo menor de 0,7.

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
170	86	227	0.507	0.380

Figura 34.- Valores de iluminancia y uniformidad en la zona de trabajo con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura

- ZONA DE PASO Y ALMACENAJE

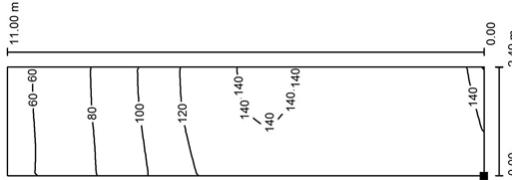


Figura 35.- Simulación en la zona de paso y almacenaje con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura.

La iluminancia de las zonas de paso y almacenaje ha aumentado en un porcentaje muy bajo, pasando de 113 lux a 114 lux.

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
114	55	144	0.484	0.383

Figura 36.- Valores de iluminancia y uniformidad con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura

Como muestran los resultados, la propuesta estudiada sigue sin cumplir con la norma UNE 12464.1, sin embargo mejora la situación de iluminancia actual, y pese a no generar ahorros de energía las condiciones de trabajo serán ligeramente más favorables.

De tomar esta medida de mejora, se aconseja bajar la altura del punto de luz de las luminarias situadas en zonas en las que el transporte y el almacenaje de cajas no se vea afectado. Como se ha visto en las simulaciones, el cambio de la altura de luminarias en las zonas de paso y almacenaje no afecta en gran medida, sin embargo en la zona de trabajo aumenta la iluminancia 26 lux.

Por lo tanto se propone bajar el punto de luz de las luminarias situadas en la zona de trabajo y en caso de que no afecte al manejo de material, en el resto de zonas de la nave.

4 ANEXO IV: ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

4.1 ESTUDIO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En esta fase se van a abordar mejoras en los motores que mayor consumo de energía eléctrica tienen.

A continuación se van a mostrar los resultados de las mediciones llevadas a cabo con los analizadores de redes, mediante las cuales se obtuvo la información necesaria para poder determinar la implantación de las medidas citadas anteriormente.

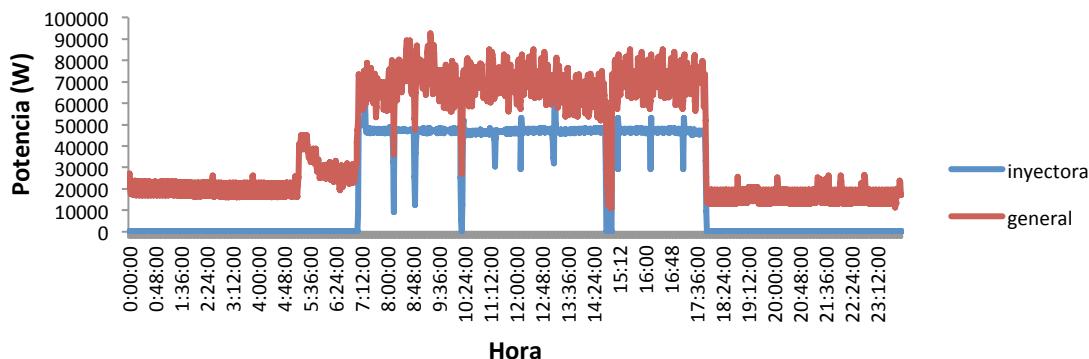


Figura 37: Evolución del consumo diario de energía total y del consumo diario de energía en la inyectora

En la figura anterior se muestra la evolución del consumo de energía eléctrica en la planta en un día representativo de verano. Además se muestra la evolución del consumo de energía en la máquina inyectora. Puede verse como cuando la inyectora está funcionando tiene una demanda de potencia muy constante y cercana a los 50 kW, lo que supone un 60 % aproximadamente respecto al consumo total. Sin embargo lo más destacable no es ese factor, sino que por la noche la fábrica tiene un consumo prácticamente constante de 25 kW. Para poder ver en detalle la forma de ese consumo se muestra la siguiente figura:

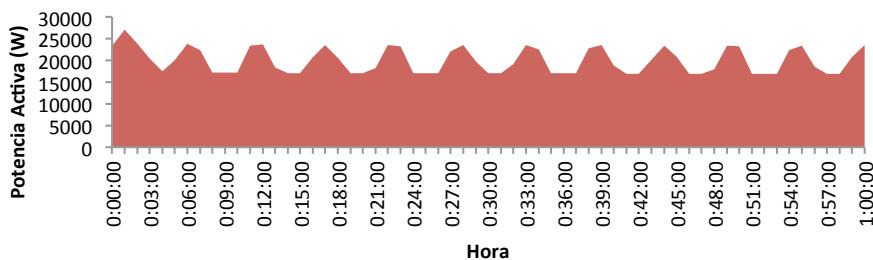


Figura 38: Evolución de la demanda de energía en la planta durante una hora en periodo nocturno

Puede verse como de forma constante la demanda no baja de 15 kW aproximadamente y que además de forma intermitente con una frecuencia de 6 minutos esa demanda aumenta hasta alcanzar un pico de 24 kW.

Tras consultarla con la propiedad se identifica que esos consumos se deben a las etapas de osmosis, las cuales trabajan durante la noche. Como consecuencia de ello, la bomba de la primera etapa de osmosis funciona constantemente y la segunda de ellas, que toma el agua

ANEXO IV: ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

del depósito y la lanza a la segunda etapa para darle mayor calidad al producto funciona de forma intermitente.

Para poder conocer el funcionamiento de las bombas de las etapas de osmosis con precisión se decide medir durante un día entero y por separado ambas bombas. Como puede verse en la siguiente figura La bomba de la primera de las etapas de osmosis (en rojo), la cual va equipada con un variador de velocidad funciona de forma constante y regula desde los 6 kW hasta los 11 kW, que coincide con su potencia nominal. Dado que funciona de forma permanente, se recomienda que el motor de dicha bomba tenga una eficiencia energética lo más elevada posible. Sin embargo la bomba de la etapa 2 (en azul) funciona de forma intermitente, arrancando cada 6 minutos desde 0 kW hasta su potencia nominal. Este funcionamiento tan intermitente, combinado con el hecho de que en esta etapa se regula el caudal mediante un estrangulamiento de una de las válvulas hace que sea muy aconsejable la instalación de un variador de velocidad.

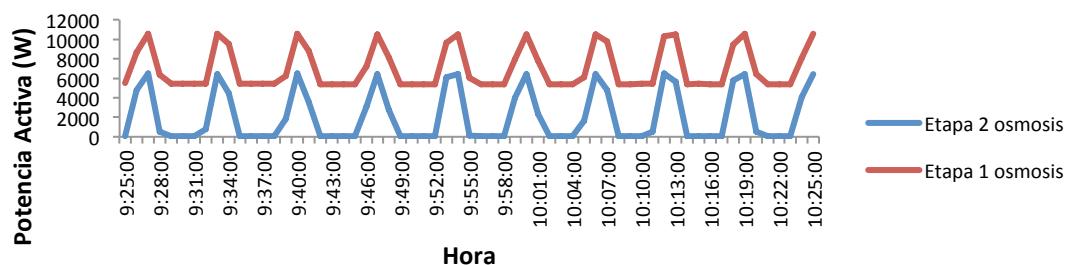


Figura 39: Evolución del consumo de energía activa de las bombas de osmosis

Además de la evolución de la potencia activa, en la siguiente gráfica se puede ver la evolución de la potencia reactiva. Se observa como la bomba que no lleva variador de velocidad tiene una demanda de energía reactiva mucho mayor que la de la etapa primera, a pesar de que la potencia de esta última es el doble.

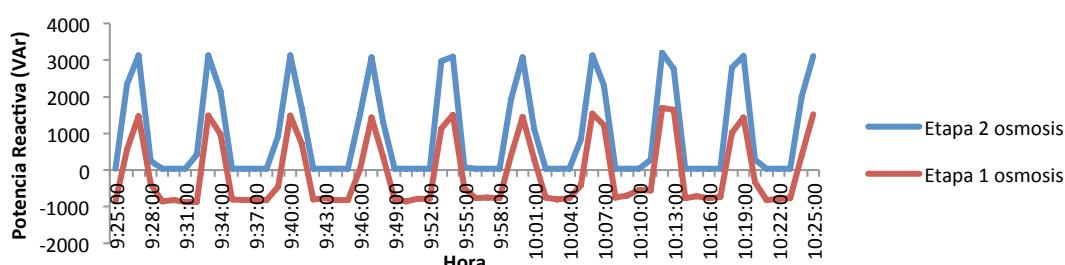


Figura 40: Evolución del consumo de energía reactiva de las bombas de osmosis

Como consecuencia de que la bomba de la etapa 2 funciona a carga muy variable y no tiene posibilidad de regulación se observa en la siguiente gráfica como el factor de potencia de ambas bombas es totalmente distinto. En la primera de ellas se mueve de forma constante entre 0,7 y 0,9, sin embargo en la segunda, dada la imposibilidad de regulación varía desde 0,2 hasta 0,9. Este hecho no supone un sobrecoste para la empresa, pues tiene instalada una batería de condensadores, pero el tamaño de ésta podría haber sido inferior si se hubiera llevado esta medida con anterioridad a la primera.

ANEXO IV: ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

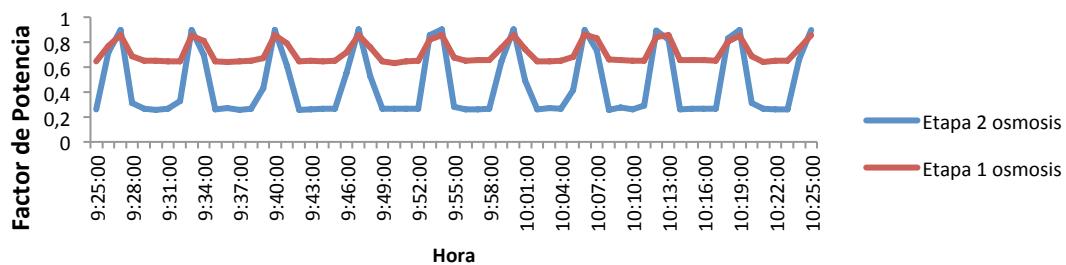
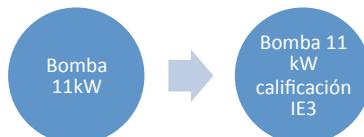


Figura 41: Evolución del factor de potencia de las bombas de osmosis

A partir de esta información se plantean las siguientes mejoras:

- Primera etapa de Osmosis: Dado el gran número de horas anuales de funcionamiento, se va a plantear la sustitución de la actual bomba de 11 kW por otra de igual potencia pero de calificación energética IE3, que determina una Eficiencia Premium en el motor según la norma IEC60034-30.



- Segunda etapa de Osmosis: En la actualidad se realiza mediante una bomba de 5,5 kW que se encuentra estrangulada mediante una válvula para regular el caudal. Se va a plantear como mejora la instalación de un variador de velocidad. Adicionalmente a la instalación del variador, se va a plantear la sustitución del motor por otro de calificación energética IE3.



4.2 ESTUDIO DE LAS PRUEBAS DE MEJORA Y SU RENTABILIDAD

4.2.1 INSTALACIÓN DE UN VARIADOR DE VELOCIDAD EN LA BOMBA DE LA 2^a ETAPA DE ÓSMOSIS.

Actualmente el bombeo de la segunda etapa de osmosis se realiza con un motor con las características determinadas en el apartado 6.1.3. El motor actual de calificación IE1, tiene un rendimiento nominal de 85,7 %, sin embargo tomaremos un rendimiento del 81,7% por tener una antigüedad mayor a 10 años. Para el cálculo de la rentabilidad de instalar un variador de velocidad se emplea el software SinaSave desarrollado por SIEMENS. En él se parametrizan los valores de cálculo mediante los datos obtenidos a través de la medición.

ANEXO IV: ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

Para los cálculos económicos se tomará el precio del kWh a 0,1517€ (antes de impuestos), media ponderada del coste de la energía que ha facturado la empresa durante un año.

Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

SISTEMA	CONSUMO ENERGÍA [kWh/año]	COSTES ENERGÍA [€/año]
Regulación caudal con válvula	8.421	1.131,37
Regulación caudal con variador	7.170	1.091,78

Ahorro 1.251 kWh/año 199,48€/año

Tabla 11.- Ahorros según costes y consumo de energía con un variador de frecuencia.

Tras pedir un presupuesto al distribuidor de motores SIEMENS se acuerda un precio de 413,60€ (antes de impuestos) por el variador de frecuencia citado previamente.

Actualmente con el sistema de regulación de caudal mediante la válvula de estrangulación se consumen aproximadamente 8.479 kWh/año. Con la propuesta de sustituir ésta por un variador de velocidad, se ahorrarían 1.251 kWh/año. Este cambio llevaría a un ahorro de 188,9€/año, siendo el payback simple de la inversión de 2 años y 1 mes trabajando el motor durante 1.800 h/año.

Esta inversión se recomienda realizarla con recursos propios, ya que pedir un crédito para financiarla conllevaría unos intereses demasiado elevados.

Para conocer realmente si la inversión es rentable, se analizará el VAN y la TIR. Se tomará como tasa de descuento la tasa de inflación es decir, Índice de Precio del Consumo (IPC) general en Zaragoza. Además se plantearán tres escenarios, real, pesimista y optimista en función de la variación del precio de la electricidad a lo largo de los 10 primeros años de la vida del variador.

Los últimos 10 años el precio del kWh ha aumentado aproximadamente un 5% y el IPC en Zaragoza ha aumentado una media del 2,4% anualmente. A partir de estos datos se plantearán 3 escenarios para analizar la rentabilidad de la inversión.

AÑO	AHORROS ANUALES [€/año]		
	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
1	199,48 €	199,48 €	199,48 €
2	209,45 €	199,48 €	219,43 €
3	219,93 €	199,48 €	241,37 €
4	230,92 €	199,48 €	265,51 €
5	242,47 €	199,48 €	292,06 €
6	254,59 €	199,48 €	321,26 €
7	267,32 €	199,48 €	353,39 €
8	280,69 €	199,48 €	388,73 €
9	294,72 €	199,48 €	427,60 €
10	309,46 €	199,48 €	470,36 €
TOTAL	2.509,03	1.994,79	3.179,19

Tabla 12.- Ahorro anual por la instalación del variador de frecuencia según la variación del IPC.

10 años después de la inversión se pueden obtener ahorros desde 1.994,79€ hasta 3.179,19€.

ANEXO IV: ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	1.772,78	1.581,19	1.856,73
TIR	55%	51%	59%

Tabla 13.- VAN y TIR según variación del IPC.

Con un VAN > 0 y TIR>>IPC se puede afirmar que esta inversión es económicamente rentable, por lo tanto se propone la sustitución de la válvula de estrangulamiento por el variador de frecuencia en la segunda etapa de ósmosis.

4.2.2 INSTALACIÓN DE UN MOTOR DE CALIFICACIÓN IE3 Y DE UN VARIADOR DE VELOCIDAD EN LA BOMBA DE LA 2º ETAPA DE ÓSMOSIS.

Como anteriormente, se supondrá un rendimiento para el motor actual de 81,7%. El motor propuesto es el modelo SIMOTICS GP de SIEMENS de calificación IE3 con un rendimiento de 89,5%. El variador de velocidad será el mismo que en la anterior propuesta, SINAMICS G 120 400V.

SISTEMA	CONSUMO ENERGÍA [kWh/año]	COSTES ENERGÍA [€/año]
Motor IE1 con válvula	8.421	1.282,37
Motor IE3 con variador	6.775	1.020,57

Ahorro 1.646 kWh/año 262,46€/año

Figura 42.- Ahorros según coste y consumos de energía con el motor IE3 y variador de frecuencia.

Tras pedir un presupuesto al distribuidor de motores SIEMENS se acuerda un precio de 838,93€ (antes de impuestos) por el variador de frecuencia y el motor citados previamente. Funcionando 1.800 h/año, este sistema generaría unos ahorros de 262,46 € anuales, con un payback simple de la inversión 3 años y 2 meses.

Esta inversión se recomienda realizarla con recursos propios, ya que pedir un crédito para financiarla repercutiría en el pago de elevados intereses.

Para conocer realmente si la inversión es rentable, se analizará el VAN y la TIR. Se tomará como tasa de descuento la tasa de inflación es decir, Índice de Precio del Consumo (IPC) general en Zaragoza. Además se plantearán tres escenarios, real, pesimista y optimista en función de la variación del precio de la electricidad a lo largo de los 10 primeros años de la vida del variador y del motor.

Los últimos 10 años el precio del kWh ha aumentado aproximadamente un 5% y el IPC en Zaragoza ha aumentado una media del 2,4% anualmente. A partir de estos datos se plantearán 3 escenarios para analizar la rentabilidad de la inversión.

ANEXO IV: ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

AÑO	AHORRO ANUAL [€/año]		
	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
1	262,46 €	262,46 €	262,4645107
2	275,59 €	262,46 €	288,71 €
3	289,37 €	262,46 €	317,58 €
4	303,84 €	262,46 €	349,34 €
5	319,03 €	262,46 €	384,27 €
6	334,98 €	262,46 €	422,70 €
7	351,73 €	262,46 €	464,97 €
8	369,31 €	262,46 €	511,47 €
9	387,78 €	262,46 €	562,62 €
10	407,17 €	262,46 €	618,88 €
TOTAL	3.301,25	2.624,65	4.183,65

Tabla 14.- Ahorro anual por la instalación del variador de velocidad y el motor de 5,5kW de calificación IE3 según la variación del IPC.

10 años después de la inversión se pueden tener ahorros desde 2.624,65€ hasta 4.183,65€.

	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	1.99,03	1.785,72	2.162,28
TIR	38%	35%	42%

Tabla 15.- VAN y TIR según variación del IPC.

Con un VAN > 0 y TIR>>IPC altos se puede afirmar que esta inversión es económicamente rentable, por lo tanto se propone la sustitución de la válvula de estrangulamiento por el variador de frecuencia citados y el motor de calificación IE3 para la segunda etapa de ósmosis.

4.2.3 INSTALACIÓN DE UN MOTOR DE CALIFICACIÓN IE3 PARA LA 1^a ETAPA DE ÓSMOSIS.

Actualmente el bombeo de la primera etapa de osmosis se realiza con el motor descrito en el apartado 6.1.3. Como en el caso anterior, tomaremos un rendimiento menor que el descrito en la placa de características a causa de su antigüedad. Se tomará un rendimiento de 84,6%.

La mejora que se propone es sustituir ese motor por uno de calificación IE3 cuyo rendimiento sería de un 91,4 %.

En la actualidad el consumo aproximado de energía en la etapa 1 de osmosis es de 39.007,09 kWh/año, mediante el cambio de este equipo por uno de categoría IE3 se tendría un ahorro energético de 2.902,6 kWh/año, que funcionando unas 4.000 h/año conlleva un ahorro anual de 438,21€.

SISTEMA	CONSUMO ENERGÍA [kWh/año]	COSTES ENERGÍA [€/año]
Motor IE1	39.007,09	5.937,37
Motor IE3	36.104,49	5.475,16

Ahorro

2.902,6 kWh/año

462,74 €/año

Tabla 16.- Ahorros según coste y consumo por la instalación del motor de 11kW de calificación IE3.

ANEXO IV: ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

Tras pedir un presupuesto al distribuidor de motores SIEMENS se acuerda un precio de 918,13€ (antes de impuestos) por el variador de frecuencia y el motor citados previamente.

La inversión se amortizaría en 1 año y 11 meses.

Para asegurar la rentabilidad de la inversión, como se estudiará el VAN y la TIR para cada uno de los escenarios real, optimista y pesimista planteados en la primera propuesta.

Esta inversión se recomienda realizarla con recursos propios, ya que pedir un crédito para financiarla conllevaría unos intereses demasiado elevados.

Para conocer realmente si la inversión es rentable, se analizará el VAN y la TIR. Se tomará como tasa de descuento la tasa de inflación es decir, Índice de Precio del Consumo (IPC) general en Zaragoza. Además se plantearán tres escenarios, real, pesimista y optimista en función de la variación del precio de la electricidad a lo largo de los 10 primeros años de la vida del motor.

Los últimos 10 años el precio del kWh ha aumentado aproximadamente un 5% y el IPC en Zaragoza ha aumentado una media del 2,4% anualmente. A partir de estos datos se plantearán 3 escenarios para analizar la rentabilidad de la inversión.

AÑO	AHORROS		
	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
1	462,74 €	462,74 €	462,74 €
2	485,88 €	462,7411968	509,0153165
3	510,17 €	462,7411968	559,9168482
4	535,68 €	462,7411968	615,908533
5	562,46 €	462,7411968	677,4993863
6	590,59 €	462,7411968	745,2493249
7	620,12 €	462,7411968	819,7742574
8	651,12 €	462,7411968	901,7516832
9	683,68 €	462,7411968	991,9268515
10	717,86 €	462,7411968	1091,119537
TOTAL	5.820,31	4.627,41	7.374,90

Tabla 17.- Ahorro anual por la instalación del motor de calificación IE3 según variación del IPC.

10 años después de la inversión se pueden tener ahorros desde 4.627,41€ hasta 7.374,09€.

	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	4.056,36	3.709,28	4.346,48
TIR	57%	53%	61%

Tabla 18.- VAN y TIR según variación del IPC.

Con un VAN > 0 y TIR>>IPC se puede afirmar que esta inversión es económicamente rentable, por lo tanto se propone la sustitución de la válvula de estrangulamiento por el motor de calificación IE3 citado anteriormente para la primera etapa de ósmosis.

5 ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

Se han estudiado varias medidas de mejora para reducir al máximo la factura eléctrica. Cada una de ellas está explicada de forma detallada en el presente anexo.

5.1 OPTIMIZACIÓN DEL CONTRATO ACTUAL

Para estudiar qué tipo de contrato es el más óptimo para las características de IBERIA AGUA S.L. se hace uso de una herramienta informática en la que se han introducido los datos facilitados en las facturas eléctricas.

- Introducción de facturas eléctricas:
 - En primer lugar se ha realizado la recopilación para el punto de suministro de las facturas correspondientes a un año, preferiblemente a contar desde la última factura disponible. Desde IBERIA AGUA, se nos facilitan las facturas eléctricas que comprenden el período de Diciembre de 2012 a Noviembre de 2013.
 - En segundo lugar se registrarán los datos necesarios por la herramienta, los cuales variarán según la tarifa de acceso. Los principales valores a ingresar corresponden a: consumos de energía activa y reactiva medidos en kWh y kVAh respectivamente, el coste total medido en € perteneciente a cada factura, la potencia contratada y el valor indicado en la lectura del maxímetro en el caso que corresponda.

Actualmente mantienen un contrato con ENDESA con la tarifa ahora 3.0 A y una potencia contratada de 83kW en cada uno de los periodos de facturación. El coste anual es de 31.078 €

ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELECTRICA

		Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	TOTAL
POTENCIA CONSUMIDA [kWh]	P1	458	1.428	2.341	872	2.511	3.877	3.456	4.206	3.537	5.099	2.512	1.096	31.393
	P2	5.810	9.422	9.543	3.854	6.235	9.546	8.559	9.201	7.150	10.525	6.989	11.113	97.947
	P3	2.317	3.408	5.506	1.912	3.034	3.900	4.155	3.087	2.795	4.817	3.367	2.582	40.880
COSTE TOTAL DE LA FACTURA [€]		1.611,4	2.530,5	2.926,7	1.341,3	2.201,2	3.139,9	2.974,2	3.099,8	2.886,3	3.372,5	2.369,5	2.624,8	31.078,0

Figura 43.- Datos factura eléctrica en la situación actual

TOTAL POTENCIA CONSUMIDA: 170.220 kWh

Una vez introducidos los datos expuestos, se estudiarán tres medidas susceptibles de mejorar el contrato actual.

- *Optimización de la Potencia Contratada*

Para el estudio de esta actuación se ha teniendo en cuenta el valor de la potencia contratada así como el precio del término de potencia por kW/día de la última factura así como los datos del máxímetro para cada uno de los períodos para cada mes.

Potencia contratada actualmente (kW)	Estado del contrato	Potencia máxima (kW)	Potencia contratada actualmente/optimizada (kW)	Precio del kW/dia (Periodo 1)	Precio del kW/dia (Periodo 2)	Precio del kW/dia (Periodo 3)
83,0	Aplica facturación mediante máxímetro	104,0	91,43	0,108734	0,065240	0,043493

Tabla 19.- Datos del contrato, y potencia óptima

ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELECTRICA

ENERO							FEBRERO						
Maxímetro P1 (kW)	Maxímetro P2 (kW)	Maxímetro P3 (kW)	Potencia facturada P1 (kW)	Potencia facturada P2 (kW)	Potencia facturada P3 (kW)	Pago por potencia (€/mes)	Maxímetro P1 (kW)	Maxímetro P2 (kW)	Maxímetro P3 (kW)	Potencia facturada P1 (kW)	Potencia facturada P2 (kW)	Potencia facturada P3 (kW)	Pago por potencia (€/mes)
26,00	68,00	64,00	77,71	77,71	77,71	523,91	59,00	71,00	62,00	77,71	77,71	77,71	473,21

(.....)

NOVIEMBRE							DICIEMBRE						
Maxímetro P1 (kW)	Maxímetro P2 (kW)	Maxímetro P3 (kW)	Potencia facturada P1 (kW)	Potencia facturada P2 (kW)	Potencia facturada P3 (kW)	Pago por potencia (€/mes)	Maxímetro P1 (kW)	Maxímetro P2 (kW)	Maxímetro P3 (kW)	Potencia facturada P1 (kW)	Potencia facturada P2 (kW)	Potencia facturada P3 (kW)	Pago por potencia (€/mes)
85,00	85,00	82,00	85,00	85,00	82,00	550,63	88,00	92,00	86,00	88,00	92,00	86,00	598,64

Tabla 20.- Potencia mensual y por periodo del máxímetro y facturada

Como se ve en las tablas anteriores, la potencia óptima a contratar es 91,43 kW de forma que la potencia excedida sea la mínima posible sin excederse en la potencia contratada y así minimizar los costes de la factura. Con esta medida se reducirá la factura 197,31 € anuales.

ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

- *Mejora de los Términos de Energía del Contrato*

El estudio valora a partir del número de períodos de discriminación horario, así como el precio actual del término de energía para cada período (€/kWh) y el término de potencia (€/kW.mes), la acción de mejora recomendada. En este caso el contrato actual es el óptimo para la situación de IBERIA AGUA S.L

- *Energía Reactiva*

En el caso en estudio, no es necesaria la instalación de una batería de condensadores. La empresa ya tiene instalada una batería adecuadamente dimensionada para compensar el consumo de energía reactiva.

o *Resultado de las Actuaciones*

La potencia óptima resulta ser 91,43 kW contribuyendo esto a un ahorro anual de 197€ anuales.

Coste total término de potencia (€/kW.año)	Coste del término de potencia base (€/kW.año)	Ahorro optimización de potencia (€/año)
6.853,55	7.050,860732	197,31

Tabla 21.- Ahorro por optimización de la potencia.

En la siguiente tabla se obtiene el potencial de ahorro que se obtendría contratando la potencia óptima de 91,43kW:

	COSTE ENERGÉTICO (€/AÑO)	COSTE UNIDAD ENERGÉTICA (€/kWh)
SITUACIÓN INICIAL	31.078	0,183
SITUACIÓN DE OPTIMIZACIÓN	30.881	0,181
AHORROS TOTALES OBTENIDOS (%)	0,6	0,6
AHORRO	197	

Tabla 22.- Resumen potencial de ahorro

El ahorro energético y económico total se situaría aproximadamente en el **0,6% anual**. Teniendo en cuenta que el cambio de la potencia contratada es insignificante, pasando de los actuales 83kW a 91 kW óptima y que los contratos se firman por un período mínimo de un año, se recomienda volver a realizar un estudio de la facturación eléctrica si se acometieran algunas de las medidas propuestas en el presente informe, tales como la sustitución del motor de 11 kW por uno de calificación IE3 o la instalación del variador de velocidad en la segunda etapa de osmosis.

5.2 DESPLAZAMIENTO DE LA JORNADA LABORAL

Se propone como medida de mejora un cambio de horario en la jornada laboral, de forma que las horas de mayor consumo de energía coincida con los períodos tarifarios más baratos.

Después de analizar cada una de las facturas, vemos que durante el Período Punta (Período 1) se consumen 887 kWh/año, durante el Período Llano, el de mayor consumo, 996kWh/año y en el período de facturación más barato, el Valle, se consumen 926kWh/año. Por otra parte, analizando los excesos producidos mes a mes, tal y como se muestra en la siguiente tabla, suman un total de 79,2 kWh en el primer período, 126,75kWh en el segundo y 29,55kWh en el

ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

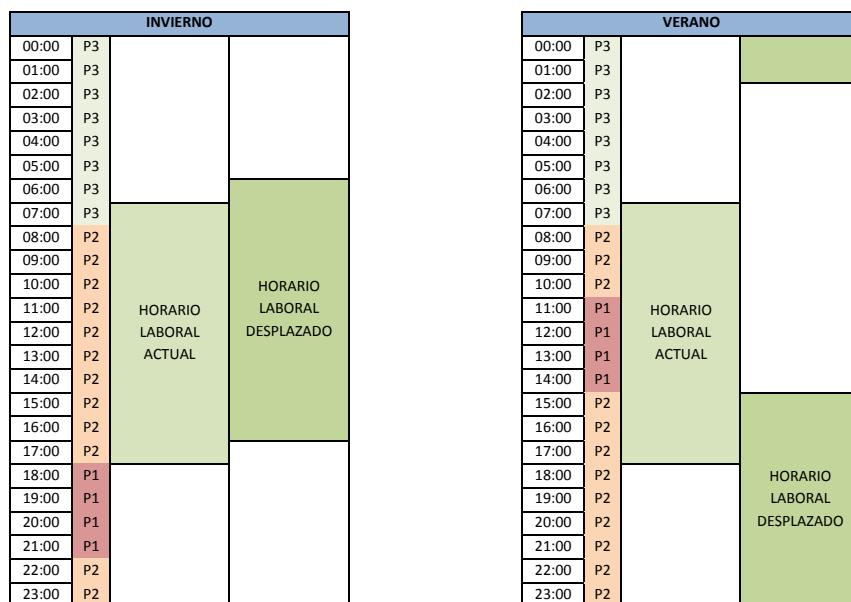
tercero. Se observa como durante los meses de verano la potencia excedida aumenta, sobre todo en los períodos 1 y 2. A la vez podemos ver como el consumo en el periodo 1 durante los meses de verano aumenta y con ello también aumenta la factura. Por estas razones, se propone un cambio de horario de producción.

	EXCESOS DE POTENCIA [kW]		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
dic-12	0	0	0
ene-13	0	0	0
feb-13	0	0	0
mar-13	0	0	0
abr-13	0	5,55	0
may-13	0	0	0
jun-13	26,55	32,55	0
jul-13	0	23,55	0
ago-13	47,55	50,55	29,55
sep-13	2,55	0	0
oct-13	0	0	0
nov-13	2,55	14,55	0

Tabla 23.- Excesos mensuales de potencia consumida

El horario laboral de IBERIA AGUA es de 7:00 a 18:00. Como vemos en la Figura 26 durante los meses de invierno no coincide con el Periodo Punta, sin embargo si se quisiera optimizar aún más, el inicio de la jornada laboral podría adelantarse y así pasar horas de consumo del Periodo 2 al Periodo 3.

Por el contrario durante el verano la jornada laboral coincide con las 4 horas punta, lo cuál provoca como se ha visto anteriormente, un aumento en el precio de la factura, tanto por la energía consumida en el primer periodo que aumenta respecto a la consumida en invierno, como por los excesos de potencia producidos durante el primer y segundo periodo. Por lo tanto, desplazar la jornada laboral evitando el consumo durante esas 4 horas punta optimizaría la factura. A continuación se muestra una alternativa para optimizar la factura:



ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

Figura 44.- Jornada laboral actual y propuesta

Centrándonos en la época de verano, se propone desplazar el horario de trabajo a horario de tarde/noche, de forma que se evite trabajar durante las horas de facturación más elevadas.

Analizando la posibilidad de desplazar el horario tal y como se indica en la Figura 26, tomaremos para el estudio la referencia del mes de Julio, ya que se tienen los datos del analizador y la factura del año 2013.

En la siguiente gráfica se muestran los datos del analizador de redes que muestran el consumo actual en cada hora:

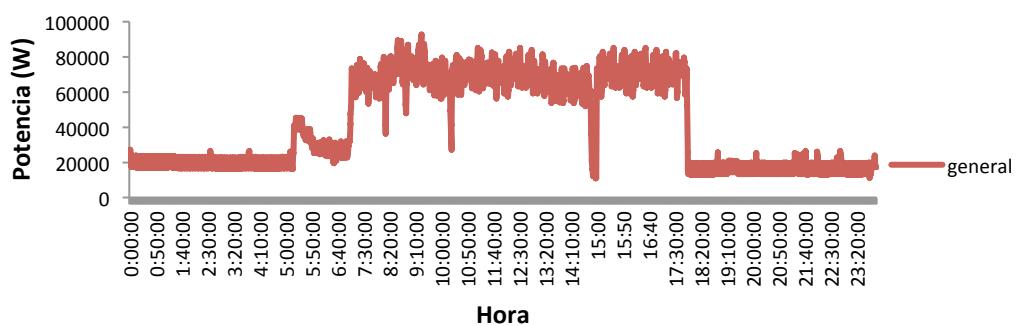


Figura 45.- Evolución del consumo diario de energía [kW]

Se toma como referencia un stand-by constante de 20kW y un consumo medio de 70kWh durante la jornada laboral.

Con el horario propuesto el consumo durante los días laborales quedaría (diferenciado por períodos) de la siguiente forma:

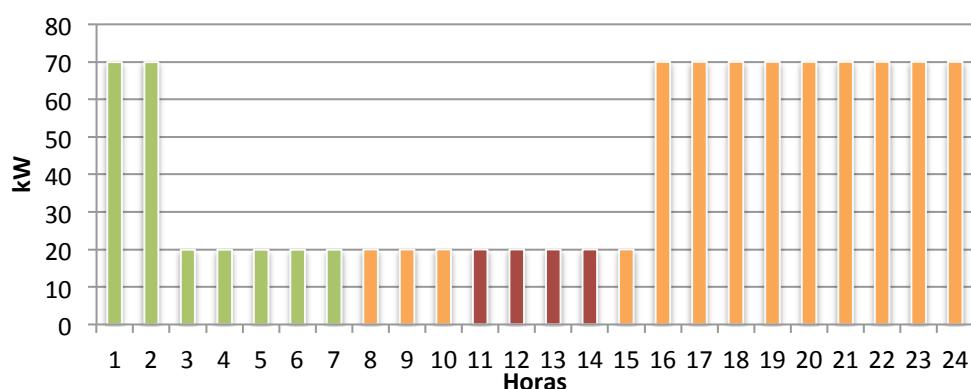


Figura 46.- Simulación de consumo con horario desplazado

Durante el fin de semana, habría un stand-by constante de 20kW.

- Consumo Periodo 1:

$$E_{P1} = 4 \text{ horas} \cdot 20\text{kW} \cdot 7\text{días} = 560\text{kWh/seman}$$

- Consumo Periodo 2:

ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

$$E_{P2\text{ laboral}} = 9 \text{ horas} \cdot 70kW \cdot 5\text{días} = 3150kWh$$

$$E_{P2\text{ laboral}} = 3 \text{ horas} \cdot 20kW \cdot 5\text{días} = 300kWh$$

$$E_{P2\text{ festivo}} = 12 \text{ horas} \cdot 20kW \cdot 2\text{días} = 480kWh$$

$$E_{P2} = 3150 + 300 + 480 = 3930 \text{ kWh/semana}$$

- Consumo Periodo 3:

$$E_{P3\text{ laboral}} = 2 \text{ horas} \cdot 70kW \cdot 5\text{días} = 700kWh$$

$$E_{P3\text{ laboral}} = 6 \text{ horas} \cdot 20kW \cdot 5\text{días} = 600kWh$$

$$E_{P3\text{ festivo}} = 8 \text{ horas} \cdot 20kW \cdot 2\text{días} = 320kWh$$

$$E_{P3} = 700 + 600 + 320 = 1620 \text{ kWh/semana}$$

$$E_{total} = 560 + 3930 + 1620 = 6110 \text{ kWh/semana}$$

Se tiene un consumo semanal de 6110 kWh, con el fin de referenciar este consumo con el facturado en Julio de 2013, se sacan los porcentajes de consumo de cada periodo:

$$P1 = \frac{560}{6110} \cdot 100 = 9,17\%$$

$$P2 = \frac{3930}{6110} \cdot 100 = 64,32\%$$

$$P3 = \frac{1620}{6110} \cdot 100 = 26,51\%$$

Por lo tanto, siendo el consumo de Julio según la factura de 2013 de 16.494 kWh, y recurriendo a los porcentajes obtenidos, tendríamos los siguientes consumos referidos a la factura de 2013:

- P1: 1512,5 kWh
- P2: 10608,94 kWh
- P3: 4372,56 kWh

Tomando el precio del kWh el impuesto en la factura de Julio de 2013, se obtienen los valores mostrados en la siguiente tabla:

		HORARIO ACTUAL	HORARIO DESPLAZADO
ENERGÍA CONSUMIDA [kWh]	P1	4206	1512,5
	P2	9201	10608,94
	P3	3087	4372,56
PRECIO ENERGIA [€]	P1	877,91	315,7
	P2	1442,31	1663
	P3	286,27	405,5
TOTAL FACTURADO [€]		2606,49	2384,18
CON DESCUENTO 17%		2163,39	1978,87
AHORRO MENSUAL*			184,35
AHORRO ANUAL			1291,64

Tabla 24.- Ahorro cambiando el horario de jornada laboral

(*) Correspondiente a los 7 meses de verano.

ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

A dicho ahorro, habría que añadir el debido a los excesos de potencia, ya que estos se tarifarían durante los periodos 2 y 3 en lugar de durante el periodo 1 y 2, acción que abarataría aún más los costes.

Por lo tanto, se propone un cambio de horario en la jornada laboral, contribuyendo éste a un ahorro aproximado de más de 1.291,64 €/año en las facturas.

5.3 CAMBIO DE COMPAÑÍA SUMINISTRADORA

Con la intención de buscar una empresa suministradora que abastezca electricidad a unos precios más competentes, se analiza a través del comparador de ofertas de energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), dando como resultado a la empresa Aura Energía como la más competente seguida por Nexus energía.

A continuación se muestran las características de cada oferta.

AURA ENERGÍA

Características	Tarifa para suministros en baja tensión y potencias contratadas superiores a 15 kW, con discriminación horaria de 3 períodos. Término de energía (€/kWh día): PUNTA 0,122740 LLANO 0,097566 VALLE 0,061194 Término de potencia(€/kW año): PUNTA 40,728885 LLANO 24,437330 VALLE 16,291555
Periodo de validez	Oferta válida desde 01-ene-2014 hasta 31-dic-2020
Electricidad	Potencia contratada: Mayor que 15,00 kWh/año y menor o igual a 9.999.999,00 kWh/año Consumo anual mayor que 0,00 kWh/año y menor o igual a 250.000,00 kWh/año Discriminación horaria: 3 tramos
Limitaciones	Válida para cualquier consumidor
Otras condiciones	La duración del contrato es de un año a contar desde la fecha de inicio del suministro y será prorrogado de forma automática por períodos de la misma duración, salvo que cualquiera de las partes lo comunique con 15 días de antelación.
Información adicional	
Modalidad de contratación	Contratación telefónica Contratación por internet
Modalidad de facturación	Electrónica o postal a elección del consumidor
Condiciones de revisión del precio	Tarifa condicionada a modificaciones de normativa sobre conceptos regulados.
Servicio de atención al cliente y reclamaciones	Aura Energía, S.L. Teléfono de atención al cliente: 900 87 82 13 Correo electrónico de atención al cliente: info@aura-energia.com Página web de información al cliente: http://aura-energia.com/index.php
Web de la oferta	http://www.aura-energia.com/tarifas-tipo.php?id=2&tipo=2
Modelo de contrato	

Figura 47.- Características de suministro eléctrico de Aura Energía.

ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

NEXUS ENERGÍA

Características	Empresas con tarifa de acceso 3.0A. Incorpora siempre la facturación electrónica, que supone un 1% de descuento de la tarifa base inicial sobre el Término de Energía antes de impuestos durante el primer año y al ser la contratación on-line se obtiene un 1% adicional durante los 6 primeros meses. Sin descuentos el precio de la energía en P1=0,122309 eur/kWh, P2=0,098964 eur/kWh y P3=0,065896 eur/kWh. Precios Término de Potencia P1=40,7289 eur/kW año, P2=24,4373 eur/kW año, P3=16,2916 eur/kW año
Periodo de validez	Oferta válida desde 01-feb-2014 hasta 31-ene-2015
Electricidad	Potencia contratada: Mayor que 15,00 kWh/año y menor o igual a 9.999,00 kWh/año Consumo anual mayor que 0,00 kWh/año y menor o igual a 9.999.999,00 kWh/año Discriminación horaria: 3 tramos
Limitaciones	Oferta válida solo para comercios o negocios
Otras condiciones	La duración del contrato será anual, prorrogándose automáticamente por períodos sucesivos de un 1 año desde la fecha de finalización prevista o de cualquiera de sus prórrogas, salvo renuncia expresa de cualquiera de las Partes a la renovación tácita del Contrato. Para ello, la Parte renunciante notificará por escrito a la otra su voluntad de no prorrogar el Contrato con un preaviso mínimo de un 1 mes al vencimiento de la duración del Contrato Inicial o de cualquiera de sus prórrogas.
Información adicional	Requiere contador de lectura múltiple.
Modalidad de contratación	Contratación por internet
Modalidad de facturación	Sólo facturación electrónica
Condiciones de revisión del precio	Nexus Energía revisará los precios cuando se produzcan cambios en conceptos regulados, actualización del IPC o por cuestiones de mercado que Nexus Energía considere oportuno, dando la oportunidad al cliente de resolver el contrato comunicando su decisión por escrito dentro de los 15 días siguientes a la comunicación.
Servicio de atención al cliente y reclamaciones	NEXUS ENERGIA, S.A. Teléfono de atención al cliente: 900 818 533 Correo electrónico de atención al cliente: atencioncliente@nexusenergia.com Página web de información al cliente: www.nexusenergia.com
Web de la oferta	http://www.nexusenergia.com/es-es/empresaluz/luz-pyme/tarifas-peninsula.html
Modelo de contrato	Ver modelo de contrato

Figura 48.-Características de suministro eléctrico de Nexus Energía.

ANEXO V: OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

La tabla 3 muestra un resumen y comparativa de los precios del término de potencia y energía de ambas compañías junto con la actual compañía suministradora Endesa:

		COMPAÑÍAS SUMINISTRADORAS					
		ENDESA	Descuento Indefinido*	AURA ENERGIA	NEXUS ENERGIA	Descuento 1 semestre**	Descuento 2º semestre**
TÉRMINO DE ENERGIA [€/kWh día]	P1	0,1654	0,1257	0,1222	0,1223	0,1199	0,1211
	P2	0,13	0,0988	0,0975	0,0986	0,0966	0,0976
	P3	0,0898	0,0677	0,0612	0,0658	0,0645	0,0651
TÉRMINO DE POTENCIA [€/kW año]	P1	81,99		40,73	40,73		
	P2			24,44	24,44		
	P3			16,29	16,29		

Tabla 25.- Comparativa de precios de suministro eléctrico con distintas compañías

(*) Descuento indefinido del 24% antes de impuestos: este ahorro está calculado con un perfil de consumo medio de cliente y sobre la tarifa transitoria en vigor. Durante el 2013 IBERIA AGUA S.L. ha mantenido un descuento del 17% con lo cual el precio real al cual se tarifaría actualmente con dicho descuento sería: P1:0,1373 €/KWh día ; P2: 0,1079 €/kWh día; P3: 0,07453€/kWh día.

(**) 1% de descuento de la tarifa base inicial sobre el término de energía antes de impuestos durante el primer año debido a facturación electrónica. Por contratación on-line se obtiene un 1% adicional durante los 6 primeros meses.

A partir de los datos de las facturas del año 2013 y con los precios actualizados al 8 de agosto de 2014 y el método de facturación para cada una de las compañías, se ha contabilizado el gasto anual en cuanto a los términos de potencia y energía obteniendo los siguientes resultados orientativos:

	ENDESA	AURA ENERGIA	AHORRO
COSTE DEBIDO A LA POTENCIA [€/año]	7374,8	7142,4	232,4
COSTE DEBIDO A LA ENERGIA [€/año]	17925,5266	15887,9131	2037,6135
TOTAL:			2270,0135

Tabla 26.- Ahorro anual con cambio de compañía suministradora

Se propone como acción de mejora cambiar de compañía suministradora, ya que la actual, Endesa, vende el kWh a precios más elevados que sus competidoras. Aura Energía mantiene los precios sin descuentos durante todos los años de suministro, mientras que Nexus Energía suministra con descuento el primer año, sin embargo los siguientes el kWh es más caro que con Aura Energía. Por lo tanto, se aconseja ponerse en contacto con Aura Energía para conocer con más detalle sus tarifas y posibles ofertas.

6 ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

Con el objetivo de reducir las puntas de demanda energética, se plantea la instalación de un sistema fotovoltaico para autoconsumo. Para ello hay se ha hecho el siguiente estudio.

6.1 DETERMINACIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA

De los datos de facturación de energía eléctrica en la instalación y de la variación de la demanda de potencia en un día:

- La empresa IBERIA AGUA S.L. tiene una demanda anual de energía eléctrica de 170.220 kWh y la potencia asociada al punto de consumo es de 91 kW, pese a que tienen una potencia contratada de 83 kW.

- A través de los datos obtenidos del analizador de redes en cabecera, se obtiene la evolución diaria de la curva de potencia demandada:

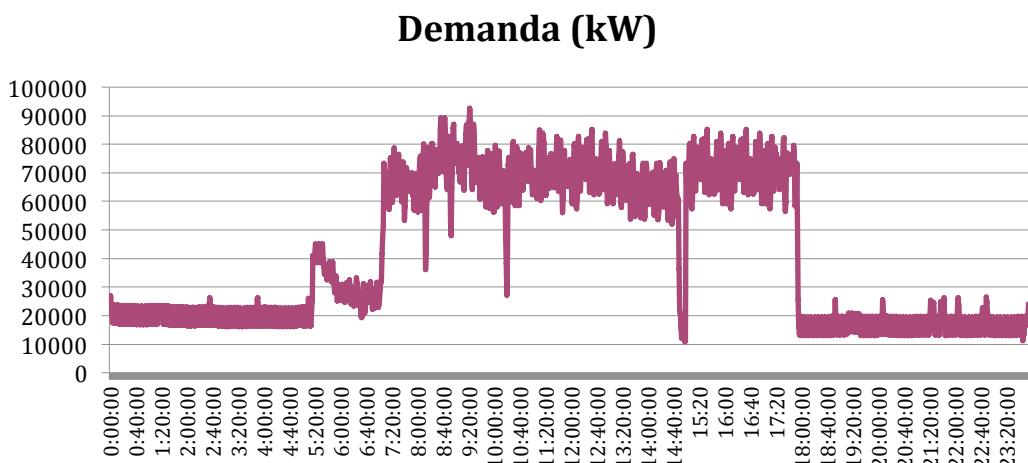


Figura 49: Demanda de energía diaria [kW/h]

Se observa que durante el horario laboral la demanda sigue una régimen de consumo aproximadamente constante de unos 70 kW teniendo un pico de 92,5 kW a las 09:22 horas. El resto del día hay un stand-by de unos 20 kW.

A través de la información obtenida a partir de las facturas mensuales de un año y de los datos obtenidos por el analizador de redes, se parametrizan los consumos por hora según cada estación del año para posteriormente introducir los datos en el software PVsyst como "Necesidades de usuario".

Los datos del analizador de redes nos muestran la curva de consumo horario de la empresa el día 22 de Julio de 2014. Tomando esta curva como referente del consumo de un día de verano, y sacando una media del consumo mensual facturado durante esta estación se obtienen los porcentajes del consumo de energía por hora respecto del total consumido según factura mensual. Por lo tanto aplicando el porcentaje que determina la curva de consumo diario a las demás estaciones del año obtenemos los valores aproximados del consumo horario para cada una de éstas.

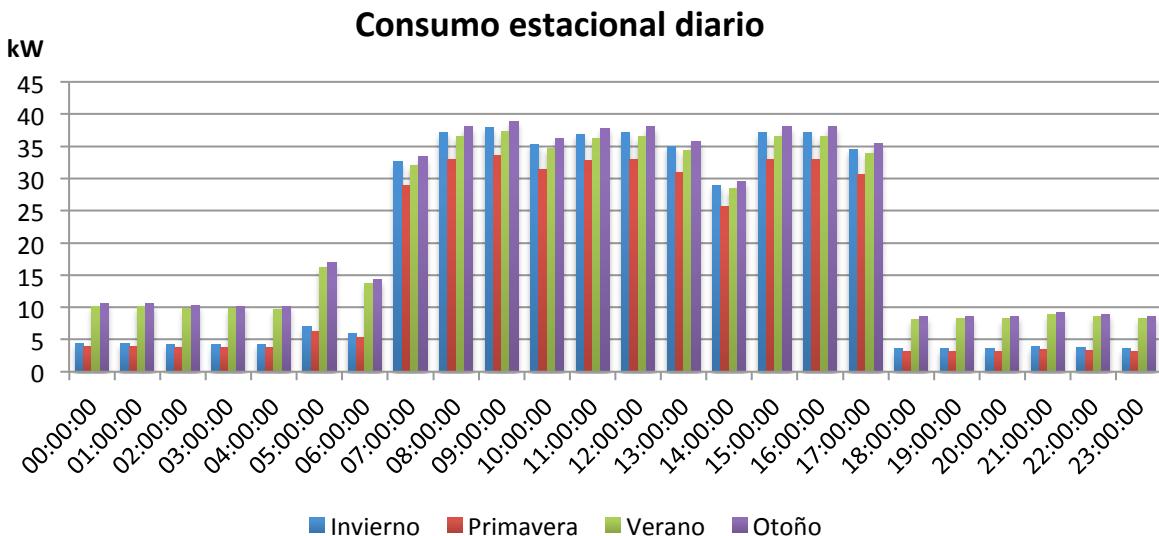


Figura 50.- Consumo diario según estación del año.

6.2 DISPONIBILIDAD DE SUPERFICIE Y REPLANTEO DE MÓDULOS EN CUBIERTA

IBERIA AGUA S.L. tiene sus instalaciones en una nave de 40 m de largo y 25 m de ancho cuya cubierta tiene un 10% de pendiente. Orientada 14º al sur.



Figura 51.- Fachada nave IBERIA AGUA S.L.

$$l = \sqrt{\left(\frac{25}{2}\right)^2 + \left(\frac{25}{2} \cdot 0,1\right)^2} = 12,56 \text{ m}$$

$$\text{superficie cubierta} = 12,56 \cdot 40 \cdot 2 = 1005 \text{ m}^2$$

La cubierta tiene una superficie total de 1500 m², sin embargo no todos ellos son aprovechables ya que pese a no tener elemento alguno que proyecte sombra sobre la superficie de la nave, tiene 7 lucernarios que hay que tener en cuenta, dispuestos los cuales tal y como se muestra en la Imagen 2:

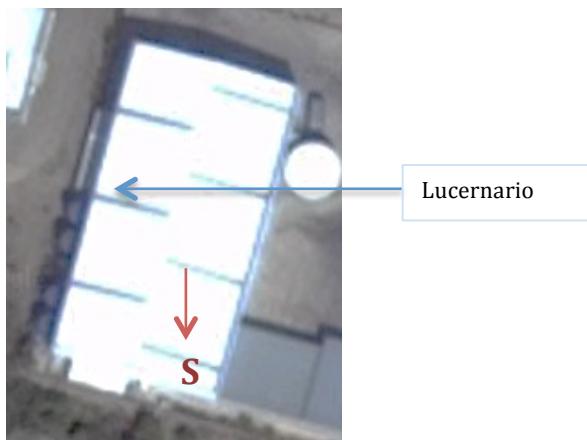


Figura 52.-Cubierta nave IBERIA AGUA S.L.

Se plantean entonces dos opciones para la distribución del espacio en la cubierta de forma que se puedan disponer el mayor número de módulos posibles sin interferir con los lucernarios.

OPCIÓN 1

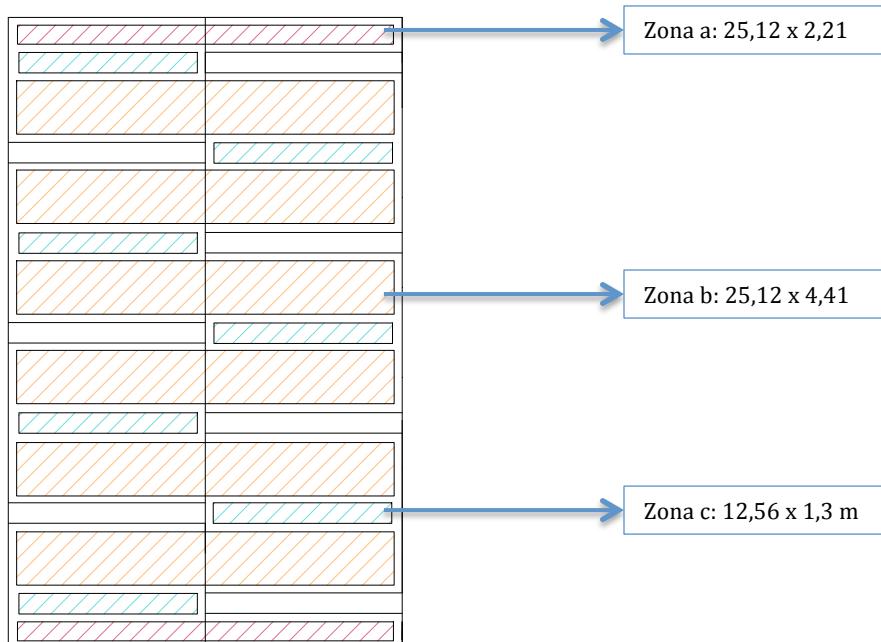


Figura 53: Distribución del espacio en cubierta - Opción 1

Como vemos hay un total de 2 zonas a, 6 zonas b y 7 zonas c, el número de módulos que se puedan disponer en cada zona dependerá de las dimensiones de éstos mismos.

OPCIÓN 2

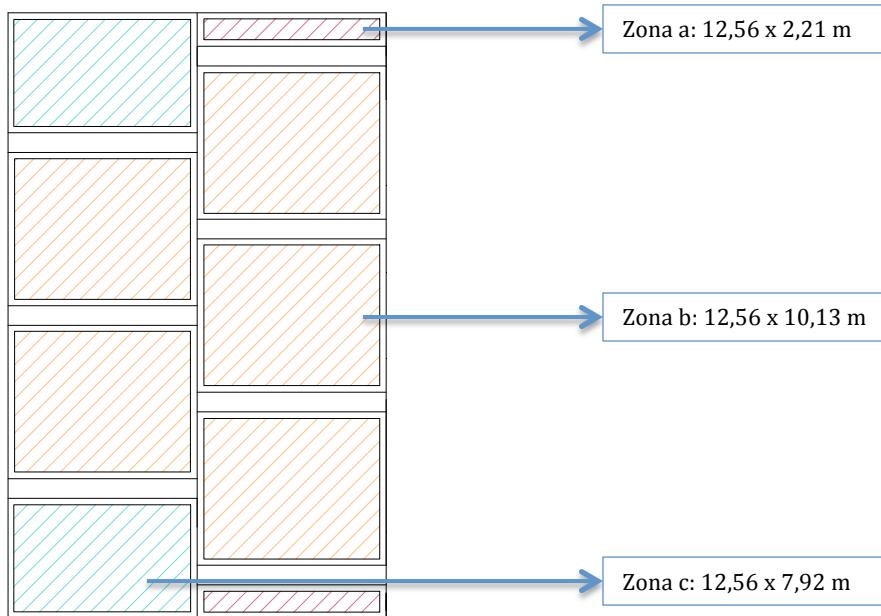


Figura 54: Distribución del espacio en cubierta - Opción 2

Tal y como se muestra en el Esquema 2, tenemos 2 zonas a, 5 zonas b y 2 zonas c. La cantidad de módulos posibles a instalar en cada una de las zonas dependerá de las dimensiones de estos y su inclinación. Por ello se estudiará a la vez la disponibilidad de espacio dependiendo del módulo a instalar y su inclinación, factores que determinarán la distancia entre filas de módulos y por tanto la cantidad de módulos a instalar en la cubierta de la nave.

- Inclinación y orientación de los módulos:** La inclinación óptima es la marcada por la siguiente fórmula:

$$\text{Ángulo de inclinación} = 3,7 + \text{Latitud} \cdot 0,69$$

Siendo la latitud del emplazamiento 41,813753, nos da un ángulo de inclinación de 32,55°. La inclinación óptima es en torno a 30° y evidentemente en ella se tendría la mayor producción específica (kWh/kWp). La nave está orientada 14° respecto del Sur, correcta para un buen rendimiento del sistema. Por lo tanto tomaremos:

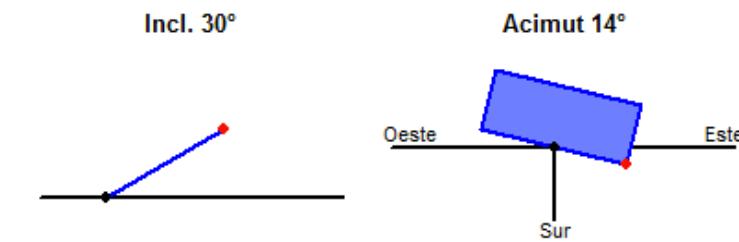


Figura 55: Inclinación y orientación de los módulos

- Inclinación: 30°
- Orientación: 14° W

El punto de funcionamiento respecto del óptimo se muestra en las siguientes gráficas:

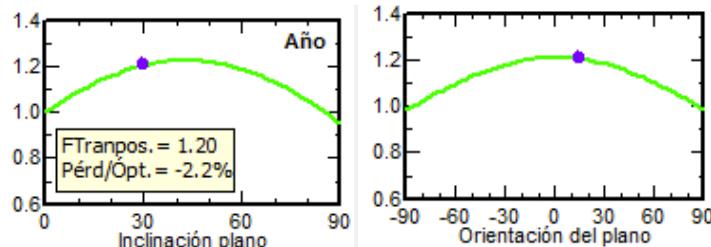


Figura 56: Optimización respecto a la inclinación y orientación del plano

Una vez determinada la inclinación y orientación, se estudiará la distancia a la que deben ir colocadas las filas de módulos. Esto dependerá de las dimensiones de éstos.

Se procederá a continuación con el estudio de la OPCIÓN 2 de distribución.

Se proponen tres tipos de módulos fotovoltaicos de distinta tecnología:

6.2.1 PROPUESTA I

Para la primera propuesta se eligen paneles de Silicio Policristalino, siendo una de las tecnologías más extendidas.

Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo. Una de las empresas líderes a escala mundial dedicada al desarrollo de este tipo de módulos fotovoltaicos es Yingli Solar, por ello, el módulo escogido para la propuesta I es de la marca Yingli Solar con tecnología policristalina con una eficiencia de un 13,92%. Las características mecánicas del módulo son las siguientes:

Marca	Yingli Solar
Modelo	YL180P-23b
Tecnología	Si-poly
Potencia	180 Wp
Peso	15 Kg
Dimensiones (a x b)	0,99 x 1,31 m ²
Encapsulado	Tempered glass 32mm-EVA-Tedlar

Tabla 27: Características mecánicas módulo I

- Distancia entre bancadas:** Los módulos tendrán que ir dispuestos de forma que no se sombreen los unos a los otros ni impidan la entrada de luz a través de los lucernarios. La inclinación de la cubierta es despreciable, 5,7º orientada aproximadamente a Este y Oeste. Por lo tanto los módulos irán colocados en bancadas con una inclinación de 30º y orientados 14º Sur.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

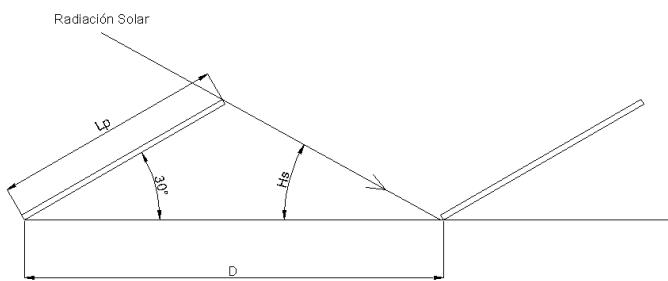


Figura 57: Distancia entre módulos

El criterio seguido es la ausencia de sombreados a las 12:00 TSV del 21/12. Calcular la distancia entre bancadas se hace teniendo en cuenta la altura solar en el emplazamiento el 21/12 a las 12:00, α_z , la inclinación de los paneles ($\alpha = 30^\circ$) y la longitud del modulo $Lp=990\text{mm}$. La relación entre los parámetros citados es:

$$D = (1 + \%) \cdot Lp \cdot \cos \alpha + \frac{Lp \cdot \sin \alpha}{\tan \alpha_z}$$

El valor de la altura solar (α_z) depende de la declinación (δ) que a la vez depende del número de día del año que se quiera analizar ($n= 355$) y viene dado por la siguiente expresión:

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right)$$

$$\delta = -23,45$$

La altura solar (α_z) se define por:

$$\sin \alpha_z = \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta$$

Con el ángulo horario: $\omega = 15 \cdot (\tau - 12^0)$, que a las 12^0 es 0, y ϕ la latitud del emplazamiento que es $41,81375^\circ$.

Por lo tanto tenemos que la altura solar el 21 de Diciembre a las 12^0 es de $41,75^\circ$

De esta forma hay que mantener un mínimo de **1.931 mm** de distancia entre bancadas.

6.2.1.1 Capacidad de módulos en cubierta

OPCIÓN 1

Con esta información y considerando la opción 1 de distribución:

$$\text{Número de módulos por fila} = \frac{l}{a} = \frac{12560}{1310} \cdot 2 = 18$$

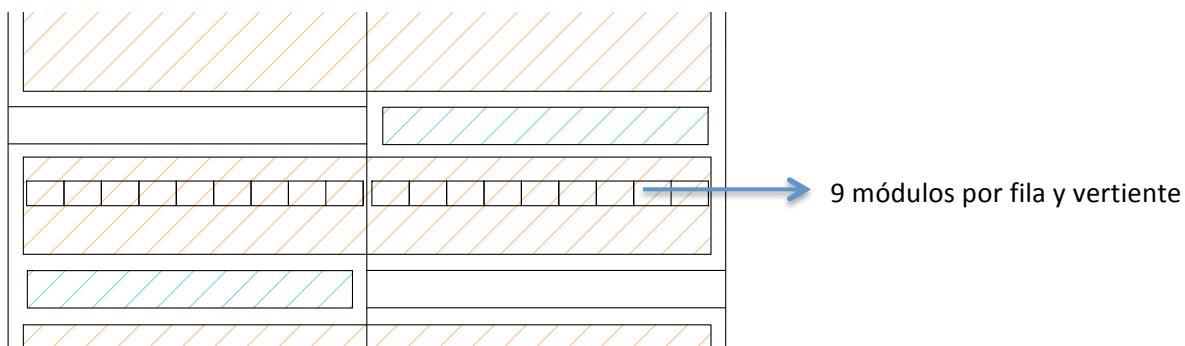


Figura 58.- Disposición de módulos por fila.

Número de filas de módulos en cada zona:

$$\text{Número de filas en zona } a: \frac{m_a}{d} = \frac{2210}{1931} = 1,14 \approx 1 \text{ fila}$$

$$\text{Número de filas en zona } b: \frac{m_b}{d} = \frac{4414}{1931} = 2,28 \approx 2 \text{ filas}$$

$$\text{Número de filas en zona } c: \frac{m_c}{d} = \frac{1300}{1931} = 0,67 \approx 0 \text{ filas}$$

$$\text{Número total de módulos} = 9 \cdot ((2 \cdot 1) + (6 \cdot 2 \cdot 2) + (7 \cdot 0)) = 234 \text{ módulos}$$

OPCIÓN 2

Con la anterior información y considerando la opción 2 de distribución:

$$\text{Número de módulos por fila} = \frac{l}{a} = \frac{12560}{1310} \cdot 2 = 18$$

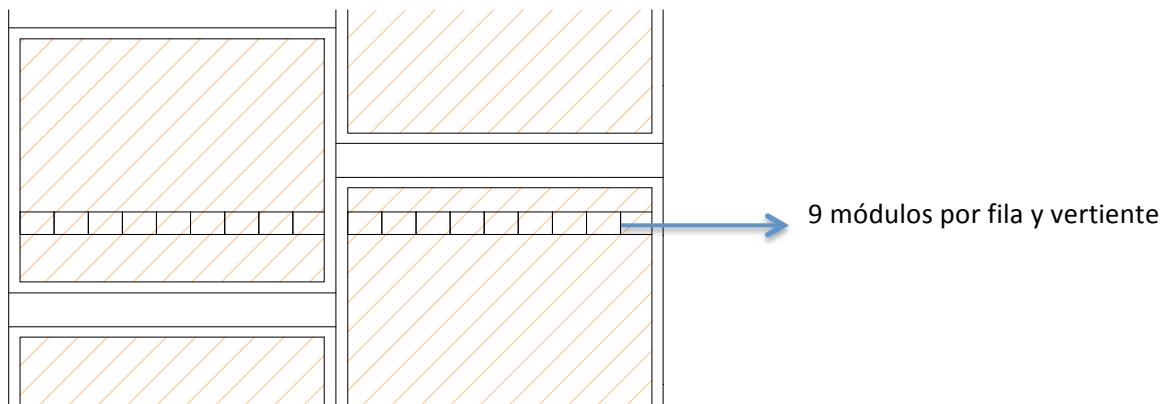


Figura 59.- Opción 2 de disposición de módulos por fila.

Número de filas de módulos en cada zona:

$$\text{Número de filas en zona } a: \frac{m_a}{d} = \frac{2210}{1931} = 1,14 \approx 1 \text{ fila}$$

$$\text{Número de filas en zona } b: \frac{m_b}{d} = \frac{10130}{1931} = 5,24 \approx 5 \text{ filas}$$

$$\text{Número de filas en zona } c: \frac{m_c}{d} = \frac{7920}{1931} = 4,1 \approx 4 \text{ filas}$$

$$\text{Número total de módulos} = 9 \cdot ((2 \cdot 1) + (5 \cdot 5) + (2 \cdot 4)) = 315 \text{ módulos}$$

Tal y como muestran los cálculos, con la opción 2 hay un mejor aprovechamiento del espacio, por lo tanto escogeremos dicha distribución.

Los principales valores del campo de captación solar obtenido tras el proceso de replanteo y para los módulos de la marca YINGLI SOLAR son los siguientes:

Distancia entre bancadas	Número de módulos por fila	Número de filas zona a	Número de filas zona b	Número de filas zona c	Número total de módulos	Potencia Pico [kW]
1931	18	1	5	4	315	56,7

Tabla 28: Características principales de replanteo con módulo I

6.2.2.2 PROPUESTA II

Para la segunda propuesta, se elegirá la célula fotovoltaica de teluro de cadmio (CdTe). Ésta es una tecnología fotovoltaica que se basa en el uso de una película delgada de teluro de cadmio, una capa de semiconductor diseñada para absorber y convertir la luz solar en electricidad. La célula fotovoltaica de telururo de cadmio es la primera y única tecnología fotovoltaica de película delgada en superar al silicio cristalino en precio para una significativa porción del mercado fotovoltaico, es decir, en sistemas de varios kilovatios.

First Solar es el mayor fabricante de células de película delgada del mundo y el mayor fabricante mundial de células fotovoltaicas con 1,1 GW de producción en 2009. Por ello la elección para el módulo II será de la marca First Solar de Telurio de Cadmio (CdTe) y con eficiencia de un 9,2%. Las características mecánicas del módulo son las siguientes:

Marca	First Solar
Modelo	SF- 270
Tecnología	CdTe
Potencia	70 Wp
Peso	12 Kg
Dimensiones (a x b)	0,60 x 1,20 m
Encapsulado	GLASS- EVA - GLASS

Tabla 29.- Características mecánicas del módulo FIRST SOLAR.

Procediendo de igual forma que en el caso anterior, resulta la opción 2 de distribución la más favorable, siendo los resultados los mostrados en la Tabla 4:

Distancia entre bancadas	Número de módulos por fila	Número de filas zona a	Número de filas zona b	Número de filas zona c	Número total de módulos	Potencia Pico [kW]
1170,36	20	1	8	6	540	37,8

Tabla 30: Características principales de replanteo con módulo II

6.2.2.3 PROPUESTA III

Para la propuesta III se estudiará la instalación de módulos de capa delgada basados en la tecnología CIS, las cuales están formadas por CuInSe2. Este material tiene una anchura de banda muy apropiada para el efecto fotoeléctrico y presenta un gran poder de absorción, un 99% de la luz se absorbe en el primer micrómetro del material. Este tipo de células presentan la ventaja de ser menos degradables que una placa compuesta por silicio amorfo y por tener

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

un rendimiento mayor a ésta. Sin embargo, tienen los inconvenientes de que la utilización de indio produce unos costes elevados, y que la placa está compuesta por materiales altamente tóxicos lo que obliga a tener grandes medidas de seguridad en las plantas de fabricación. Las células CIS suponen una apuesta por la reducción de los costes.

Würth Solar tiene como misión la producción a gran escala de módulos de capa delgada CIS. El módulo II es de la marca Würth Solar de CIS y una eficiencia de un 9,6%. Las características mecánicas del módulo son las siguientes:

Marca	Wurth Solar
Modelo	WS11007
Tecnología	CIS
Potencia	70 Wp
Peso	12,7 Kg
Dimensiones (a x b)	0,65 x 1,205 m
Encapsulado	Capa de cristal de seguridad altamente transparente y lámina EVA

Tabla 31.- Características mecánicas del módulo WURTH SOLAR.

Procediendo de igual forma que en las propuestas anteriores y siendo la opción 2 de distribución la más favorable, se han obtenido los siguientes resultados:

Distancia entre bancadas	Número de módulos por fila	Número de filas zona a	Número de filas zona b	Número de filas zona c	Número total de módulos	Potencia Pico [kW]
1170,36	20	1	8	6	540	37,8

Tabla 32: Características principales de replanteo con módulo WURTH SOLAR.

6.3 ELECCIÓN DEL INVERSOR

Para elegir un inversor adecuado lo primero que hay que hacer es determinar la potencia que ha de tener. En una instalación conectada a la red la potencia del inversor ha de ser entre un 80 % y un 90 % de la potencia pico para que así el inversor trabaje a mayor carga y a mayores rendimientos.

Con estas consideraciones se determinará el inversor más conveniente para cada una de las tres propuestas.

6.3.1 PROPUESTA I

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores el inversor que buscamos para esta propuesta es uno que tenga entre un 80% y 90% de la potencia pico, es decir, buscamos un inversor de entre 45,3 y 51 kW.

El inversor fotovoltaico elegido en la instalación fotovoltaica de la empresa IBERIA AGUA S.L. para la propuesta I es un Zigor, Sunzet 50KVA TL, cuyas características son las mostradas en la siguiente tabla

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

Tensión mínima mpp:	350 V
Tensión máxima mpp:	700 V
Tensión fv máxima absoluta:	880 V
Corriente máxima fv:	150 A
Potencia nominal CA:	50 kW
Frecuencia:	50/60 Hz
Eficiencia EURO.	96,8 %

Tabla 33: Características inversor propuesta I

Sabiendo el número de módulos a instalar y el inversor a emplear, el siguiente paso es diseñar la conexión del campo de captación, indicando el número de módulos solares que puede haber en cada uno de los string. En este punto hay que indicar que el rango de tensión de funcionamiento del inversor es entre 350 V y 880 V por lo que no habrá una única posibilidad de conectar los módulos en serie sino un rango de posibilidades. De la misma forma para conocer el máximo número de strings hay que tener en cuenta la corriente de cortocircuito de los módulos y la corriente máxima de entrada DC que puede soportar el inversor.

A continuación se indican las condiciones a considerar para el diseño del sistema:

$$Nº \text{máximo de módulos por string} = \frac{V \text{ max inversor}}{V_{oc} (-10^{\circ}C)}$$

$$Nº \text{mínimo de módulos por string} = \frac{V \text{ min inversor}}{V_{mpp} (60^{\circ}C)}$$

$$Nº \text{máximo de strings} = \frac{I_{máx(\text{inversor})}}{I_{sc}}$$

Con estas consideraciones hay que calcular la V_{oc} ($-10^{\circ}C$) y la V_{mpp} ($60^{\circ}C$) del módulo. Para ello hay que conocer el coeficiente que relaciona la tensión con la temperatura, la V_{oc} y V_{mpp} de este módulo, así como la I_{sc} para determinar el máximo número de strings a conectar

V_{oc}	29,5 V
V_{mpp}	23 V
Coeficiente temperatura	- 0,45%/ $^{\circ}C$
I_{sc}	8,30 A

Tabla 34: Propiedades módulo YINGLI SOLAR

A partir de estos datos, determinaremos V_{oc} corregida a $-10^{\circ}C$ y V_{mpp} corregida a $-60^{\circ}C$:

$$V_{oc}(-10) = V_{oc} + (V_{oc} \cdot (\text{coef}) \cdot (T_f - T_i))$$

$$V_{mpp}(-60) = V_{mpp} + (V_{mpp} \cdot (\text{coef}) \cdot (T_f - T_i))$$

Con los datos del inversor y el módulo tenemos:

$$V_{oc}(-10) = 29,5 + (29,5 \cdot (-0,0045) \cdot (-10 - 25)) = 34,14 \text{ V}$$

$$V_{mpp}(-60) = 23 + (23 \cdot (-0,0045) \cdot (60 - 25)) = 19,37 \text{ V}$$

$$Nº \text{máximo de módulos por string} = \frac{880}{34,14} = 25,78 \approx 25$$

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

$$Nº \text{mínimo de módulos por string} = \frac{350}{19,37} = 18,06 \approx 19$$

$$Nº \text{máximo de strings} = \frac{I_{max}}{I_{sc}} = \frac{150}{8,30} = 18,07 \approx 18$$

Voc (-10°C) [V]	Vmpp (60°C) [V]	Nº max módulos por string	Nºmin módulos por string	Nº máx. de strings
34,14	19,38	25	19	18

Tabla 35: Limitaciones de configuración del sistema I

Por tanto se pueden poner entre 20 y 27 módulos por string siendo la instalación de 315 módulos. Se elegirá el mayor valor de los posibles de forma que se asegure la tensión de funcionamiento del inversor y no se desconecte en días de mucho calor. Además, con el fin de evitar que se generen corrientes altas para las cuales se deban utilizar cables de mayor sección para reducir las pérdidas, también deberemos escoger el mayor número de módulos por string que nos permita instalar los 315 módulos. Teniendo esto en cuenta la instalación será de 21 módulos por string y 15 strings lo cual nos da un total de 315 módulos con una potencia pico de 56,7 kW.

SOLUCIÓN ÓPTIMA: 21 módulos por string x 15 strings

6.3.2 PROPUESTA II

En este caso buscamos un inversor de potencia entre 34 y 30,2 kW.

El inversor fotovoltaico elegido en la instalación fotovoltaica de la empresa IBERIA AGUA S.L. para la propuesta II es un Ingeteam, Ingecon Sun 33 TL, cuyas características son las mostradas en la siguiente tabla

Tensión mínima mpp:	300 V
Tensión máxima mpp:	820 V
Tensión fv máxima absoluta:	1000 V
Corriente máxima fv:	150 A
Potencia nominal CA:	33 kWac
Frecuencia:	50/60 Hz
Eficiencia EURO.	97,9 %

Tabla 36: Características inversor INGETEAM

Los datos necesarios del módulo FIRST SOLAR para los cálculos figuran en la Tabla 10:

Voc	88 V
Vmpp	64,9 V
Coeficiente temperatura	- 0,25%/ ^o C
Isc	1,23A

Tabla 37: Propiedades módulo FIRST SOLAR

Siguiendo el mismo proceso de cálculo que en la propuesta I se obtienen los resultados mostrados en la siguiente tabla:

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

Voc (-10°C) [V]	Vmpp (60°C) [V]	Nº máx módulos por string	Nºmín. módulos por string	Nº máximo de strings
95,7	59,23	10	6	56

Tabla 38: Limitaciones de configuración del sistema II

En este caso se podrán poner entre 10 y 6 módulos por string siendo la instalación de 540 módulos y como se ha mencionado anteriormente, habrá que elegir el mayor número de módulos por string posible. Por lo tanto la instalación será de 10 módulos por string y 54 strings dando un total de 540 módulos que producirán una potencia pico de 37,8 kW.

SOLUCIÓN ÓPTIMA: 10 módulos por string x 54 strings

6.3.3 PROPUESTA III

Como en el caso anterior la potencia del inversor debe estar entre 34 y 30,2 kW.

El inversor fotovoltaico elegido en la instalación fotovoltaica de la empresa IBERIA AGUA S.L. para la propuesta III es un In Fronius USA, CL 33.3 Delta / 240, cuyas características son las mostradas en la siguiente tabla:

Tensión mínima mpp:	230 V
Tensión máxima mpp:	500 V
Tensión fv máxima absoluta:	600 V
Corriente máxima fv:	154 A
Potencia nominal CA:	33 kWac
Frecuencia:	60 Hz
Eficiencia EURO.	95,3 %

Tabla 39: Características inversor FRONIUS USA

Los datos necesarios del módulo WURTH SOLAR para los cálculos figuran en la Tabla 14:

Voc	46 V
Vmpp	35 V
Coeficiente temperatura	- 0,14%/-C

Tabla 40: Propiedades módulo WURTH SOLAR

Siguiendo el mismo proceso de cálculo obtenemos los siguientes resultados:

Voc (-10°C)[V]	Vmpp (60°C) [V]	Nº max módulos por string	Nº min módulos por string	Nº máx. de strings
48,25	33,29	12	7	71

Tabla 41: Limitaciones de configuración del sistema III

En este caso se podrán poner entre 12 y 7 módulos por string, y siendo la instalación de 540 módulos, el diseño más conveniente sería ubicar 12 módulos por 45 strings.

SOLUCIÓN ÓPTIMA: 12 módulos por string x 45 strings

6.4 PRODUCCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para conocer la producción que tendría el sistema generador, se hace uso del software PVsyst, en el cual se introducirán y/o tendrán en cuenta todos los datos anteriormente calculados.

Insertando todos los datos anteriormente calculados, se ha hecho una simulación con el software PVsyst dando los resultados que a continuación se recogen en la Tabla 16 para cada una de las propuestas.

	MÓDULO – Fabricante		
	YINGLI SOLAR	FIRST SOLAR	WURTH SOLAR
Potencia instalada	56,7	37,8	37,8
Producción [MWh/año]	89,8	66,08	64,13
Producción específica [kWh/kWp/año]	1585	1748	1697
% de consumo respecto a la demanda total de la empresa	48,4	20,3	19,7
% de la energía que la instalación inyecta a la red exterior	7,23	4,84	4,71
% de la energía que la instalación inyecta a la red interior	92,65	95,19	95,29

Tabla 42: Resultados de la simulación con PVsyst

Como ya se había visto anteriormente, la potencia instalada con los módulos de YINGLI SOLAR es de 56,7 kW, superando por lo tanto a los de FIRST SOLAR y WURTH SOLAR. De la misma forma, la producción anual que se registra teniendo en cuenta diferentes factores tales como la irradiación de la zona, la orientación del campo de módulos, las pérdidas producidas por la temperatura, el rendimiento del inversor etc nos da que con los módulos YINGLI SOLAR produce unos 93,73 MWh/año mientras que con FIRST SOLAR Y WURTH SOLAR, rondan los 65 MWh anuales.

Donde la Producción específica (*Final System Yield*) representa el número de horas que el generador FV necesitaría estar operando a la potencia nominal para proporcionar la misma energía.

$$Y_f = \frac{E}{P_o}$$

E: Producción o Energía neta de salida [kWh/año]

P_o: Potencia de la placa de características del campo de paneles [kWp]

Si comparamos el porcentaje de autoconsumo respecto a la demanda total de la empresa, podemos ver como la propuesta I con los módulos YINGLI SOLAR es la opción que más cubre la demanda.

Por estas razones, se opta por la propuesta I basada en la instalación de 315 módulos de 180Wp cada uno cuya ficha técnica se adjunta al final del presente anexo.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

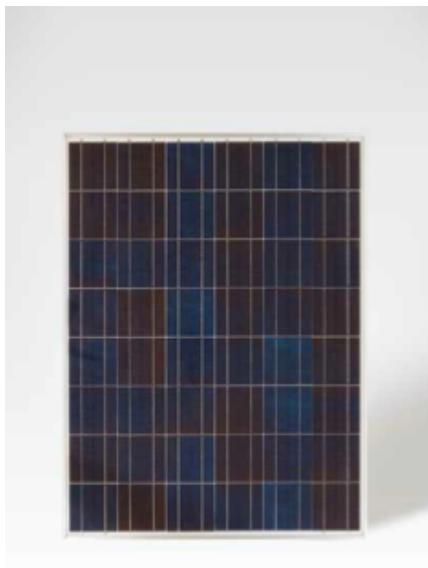


Figura 60.- Módulo YINGLI SOLAR YL180P-23b.

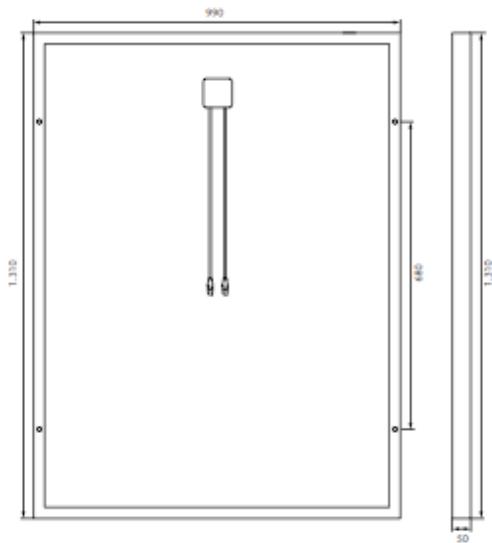


Figura 61.- Dimensiones módulo YINGLI SOLAR YL180P-23b

El inversor será de la marca Zigor, el modelo Sunzet 50KVA TL cuya ficha técnica se adjunta al final del presente anexo.



Figura 62.- Inversor Zigor Sunzetz TL

El sistema produce una potencia anual de 89,8kWh/año de la cual la empresa consumirá un 92,65% e inyectará a la red un 7,23%. De esta forma abastecerá un 48,4% su demanda con la energía producida por el generador fotovoltaico.

En la gráfica siguiente se muestra las producciones normalizadas por kWp instalado para cada uno de los meses del año.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

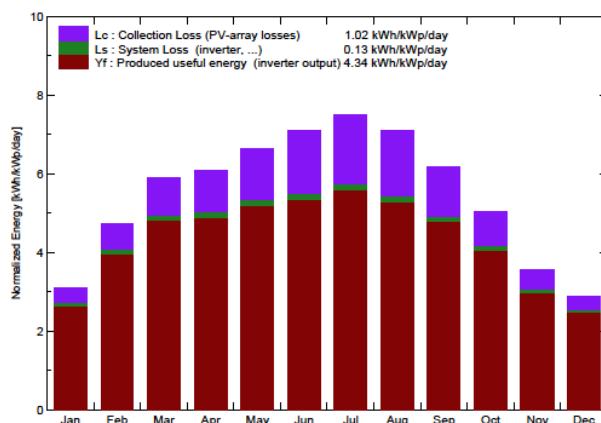


Figura 63.-Producción normalizada.

La siguiente figura muestra las pérdidas generadas por los distintos equipos:

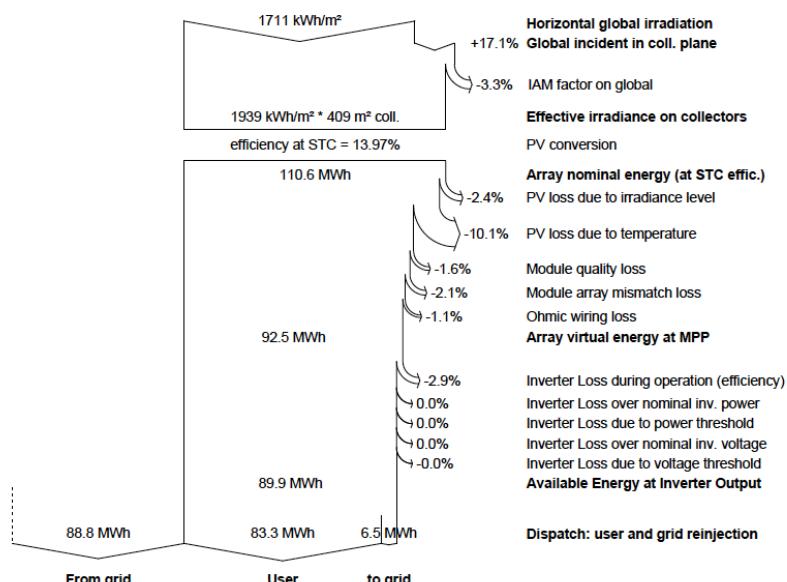


Figura 64.- Pérdidas generadas en el proceso de producción.

Las siguientes imágenes muestran una simulación de cómo quedarían los módulos en cubierta y la sombra generada el 21 de Diciembre, solsticio de invierno, donde el sol alcanza su máxima declinación y por lo tanto podría generar mayores sombreadamientos, a las 9.00 horas ya que por la inclinación de la cubierta de la nave, es la más susceptible de producir sombras entre los propios módulos. Como se ve no se producen sombreadamientos ni entre los propios módulos ni en los lucernarios, permitiendo pasar la toda la luz natural posible al interior de la nave.

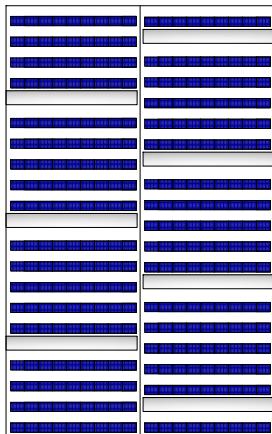


Figura 65.- Disposición de los módulos en cubierta.

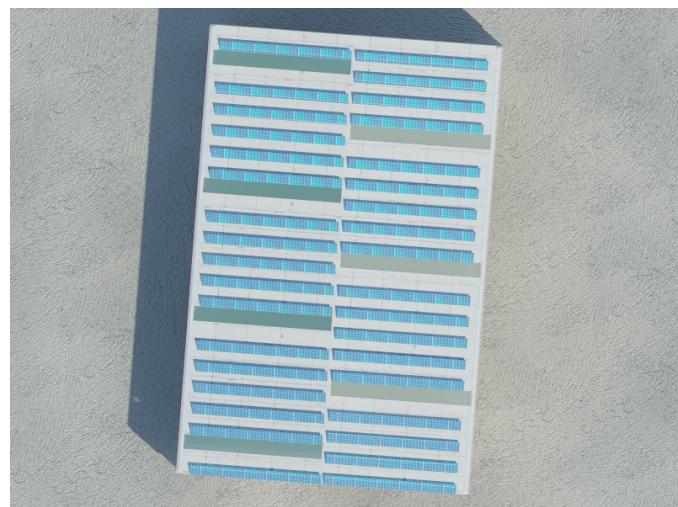
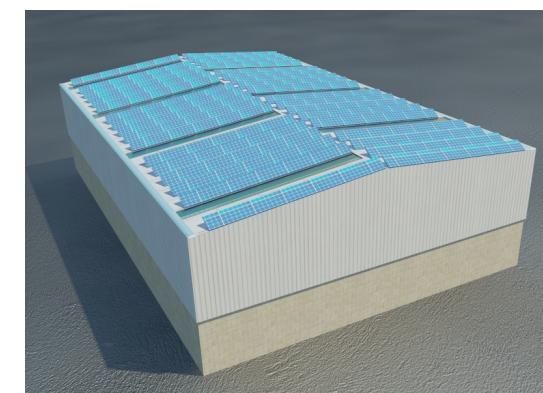


Figura 66.- Render vista de la cubierta el 21 de Diciembre a las 9.00 horas.



Figura 67.- Perspectiva frontal y trasera de la nave con los módulos en cubierta el 21 de Diciembre a las 9.00 horas.



6.5 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

La instalación solar fotovoltaica a proyectar se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

Como se decidió anteriormente, el generador fotovoltaico estará formado por 15 ramales compuestos de 21 módulos en serie, conectados en paralelo, las conexiones de cada 5 ramales irán a una caja de conexión de grupo y la conexión de todas las 3 cajas de conexión de grupo irán a la caja de conexión de generador fotovoltaico. Se establecerán 4 tramos diferenciados en la instalación; tres de ellos para corriente continua y un último tramo para corriente alterna.

Para los tramos de corriente continua se utilizarán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en PVC. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial según la definición del REBT en la norma ITC-BT-19.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ⁱⁱ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos ⁱⁱ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁱⁱ			3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ⁱⁱ Distancia a la pared no inferior a 0,3D ⁱⁱ			3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁱⁱ Distancia a la pared no inferior a D ⁱⁱ				3x PVC		3x XLPE o EPR ⁱⁱ				
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁱⁱ						3x PVC ⁱⁱ	3x XLPE o EPR			
	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	
4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	
6	25	27	30	32	35	37	-	44	49	57	-	
10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	
16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	101	-	
25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	
35	77	86	96	104	110	119	131	144	154	154	206	
50	94	103	117	125	133	145	159	175	188	188	250	
70			149	160	171	188	202	224	244	244	321	
95			180	194	207	236	245	271	296	296	391	
120			206	225	240	267	284	314	348	348	455	
150			236	260	278	310	338	363	404	404	525	
185			268	297	317	354	386	415	464	464	601	
240			315	350	374	419	455	490	552	552	711	
300			360	404	423	484	524	565	640	871		

Figura 68.-Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

La instalación de las canales protectoras donde irán alojados los conductores del circuito se llevará a cabo tal y como se define en la norma ITC-BT-21. Se emplearán canalizaciones para instalaciones superficiales ordinarias.

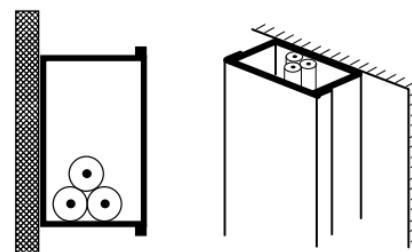


Figura 69.- Ejemplo de instalación de cables unipolares en canalizaciones de instalaciones ordinarias

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna, la instalación del cableado será diferente, en éste tramo los conductores de tipo 0,6/1kV estarán enterrados, estarán constituidos de cobre con aislamiento PVC y el diseño estará de acuerdo con la norma ITC-BT-07 para redes subterráneas para distribución en baja tensión.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)		1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
					
	TIPO DE AISLAMIENTO				
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR
6	72	70	63	66	64
10	96	94	85	88	85
16	125	120	110	115	110
25	160	155	140	150	140
35	190	185	170	180	175
50	230	225	200	215	205
70	280	270	245	260	250
95	335	325	290	310	305
120	380	375	335	355	350
150	425	415	370	400	390
185	480	470	420	450	440
240	550	540	485	520	505
300	620	610	550	590	565
400	705	690	615	665	645
500	790	775	685	-	-
630	885	870	770	-	-

Figura 70. Modelos de cable.

Todo el cableado cumplirá las normas pertinentes según sea CC o AC y el diseño del conexionado.

En el dimensionamiento del cableado se tienen que tener en cuenta tres criterios:

6.5.1 TENSIÓN DE AISLAMIENTO O TENSIÓN ASIGNADA (V):

El nivel de aislamiento depende de las tensiones que soportará, así como del tipo de montaje. Se usará, un cable de tensión asignada de 0,6/1kV de tensión de aislamiento tanto para la zona de continua como para la zona de alterna. Por encima de este nivel de tensión el aislamiento del cable pierde sus propiedades dieléctricas.

Los siguientes dos criterios, determinarán la sección mínima normalizada según reglamento:

6.5.2 LA CORRIENTE ADMISIBLE PERMANENTE (A)

La temperatura del conductor del cable en régimen permanente no debe sobrepasar la máxima admisible de los materiales que se usan como aislamiento del cable. Los sistemas de generación montados sobre tejados pueden llegar alcanzar los 70°C, causa por la que se ha elegido un aislamiento termoplástico (PVC).

Puesto que está expuesto a la intemperie debe tener una protección contra rayos UV.

Estando la instalación dispuesta directamente al Sol, se debe tener en cuenta el calentamiento de la superficie de los cables con relación a la temperatura ambiente, por lo que en estos casos se aplica un factor de corrección de 0.9 o inferior, tal como recomiendan las normas de la serie UNE 20435 y lo establece el REBT.

- **Tramo corriente continua:**

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, cumpliendo con lo indicado en la ITC-BT 40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión. La máxima intensidad admitida por el cable irá multiplicada por un factor de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden

tener son superiores a 40°C, temperatura que tiene como base la tabla del reglamento (UNE 20435), lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor.

- Tramo 1: De los módulos a las cajas de nivel 1:

$$I = 1,25 \cdot 8,3 = 10,375 \text{ A} < I_{\max \text{ cable}} \cdot 0,9$$

- Tramo 2: De las cajas de nivel 1 a la caja de nivel 2:

$$I = 1,25 \cdot 8,3 \cdot 5 = 51,875 \text{ A} < I_{\max \text{ cable}} \cdot 0,9$$

- Tramo 3: De la caja de nivel 2 al inversor:

$$I = 1,25 \cdot 8,3 \cdot 15 = 155,625 \text{ A} < I_{\max \text{ cable}} \cdot 0,9$$

- Tramo corriente alterna:

La corriente máxima admisible que circulará por el cable hasta el punto de conexión a la red de baja tensión deberá ser menor a la expresión dada por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es 50kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 400V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} < I_{\max \text{ cable}} \cdot 0,9$$

$$I = \frac{50.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 72,17 \text{ A}$$

6.5.3 LA CAÍDA DE TENSIÓN

Los conductores de la parte de continua deben tener la sección suficiente para que la caída máxima de tensión en la parte CC sea inferior al 1,5% y en la parte de AC inferior al 1,5% (del valor de tensión nominal) en cualquier condición de trabajo.

- Tramos corriente continua

La relación entre la sección del cable y la caída de tensión se rige por la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{L}{\gamma \cdot S} \cdot I$$

Dónde:

- S es la sección teórica del conductor en [mm²].
- L es la longitud del conductor [m].
- I es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A].
- ΔV es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%.

$$\Delta V = V_{oc} \cdot n^{\circ} \text{ módulos} \times string \cdot 0,015 = 34,14 \cdot 21 \cdot 0,015 = 10,7541 \text{ V}$$

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

- γ es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre con una temperatura de operación de 70°C, siendo su conductividad 48m Ω *mm 2 .

○ - Tramo 1: De los módulos a las cajas de nivel 1:

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de 5 ramales de módulos conectados en serie. En dicha caja de conexión de subgrupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los 5 ramales por separado y las protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por 5 ramales. A las cajas de conexión de subgrupo llegarán 10 conductores; 5 correspondientes a los polos positivos de cada ramal y 5 correspondientes a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima del cable en esta sección son:

- Se tomará como longitud del cable la opción de mayor longitud necesaria, L = 60m
- La intensidad será la corriente que recorra un string, es decir la I_{sc} de un módulo, I = 8,3 A
- La conductividad será la del Cobre a 70°C, $\gamma_{70^\circ} = 48$

$$S = \frac{60}{48 \cdot 10,7541} \cdot 8,3 = 0,9647 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 1,5mm 2 . Atendiendo a la anterior tabla 1 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 1,5mm 2 , de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15A.

El cable de 1,5 mm 2 de sección cumple la restricción de caída de tensión y con una I_{máx adm.} = 15 · 0,91 = 13,65 A > 10,375 A cumple la restricción de máxima corriente admisible.

Por lo tanto el conductor seleccionado será válido.

○ - Tramo 2: De las cajas de nivel 1 a la caja de nivel 2:

Estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo o nivel 1 donde se unen 5 ramales hasta la caja de conexión de generador fotovoltaico o caja de nivel 2 donde se unen los conductores de las 5 cajas de nivel 1. A esta caja de conexión de generador llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 6 conductores y salen 2 únicos conductores, uno positivo y otro negativo, hacia el inversor. En esta caja de conexión de generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

- Se tomará como longitud del cable la de mayor valor de longitud, L = 34 m
- La intensidad será la corriente que salga de la caja de nivel 1, la correspondiente a 5 strings, es decir la I_{sc} de un módulo por el número de strings, I = 8,3 · 5 = 41,5 A
- Conductividad del Cobre a 70°C, $\gamma_{70^\circ} = 48$

$$S = \frac{34}{48 \cdot 10,7541} \cdot 41,5 = 2,73 \text{ mm}^2$$

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

El cable de 4 mm² de sección cumple la restricción de caída de tensión pero la $I_{\text{máx adm.}} = 27 \cdot 0,91 = 24,57$ A no cumple la restricción de máxima corriente admisible, por lo tanto escogeremos el correspondiente a un cable de 16 mm², el cual cumple con la restricción de máxima intensidad $66 \cdot 0,91 = 60,06$ A > 51,87 A

Por lo tanto el cable seleccionado será un cable de 16mm² de sección con una intensidad admisible de 66 A.

- - Tramo 3: De la caja de nivel 2 al inversor:

Estará comprendido entre la caja de conexión de generador fotovoltaico de donde salen desde el Norte de la nave y hacia el Oeste, bajando a continuación verticalmente hacia abajo por la pared los dos conductores principales que transportan la potencia que el generador de la azotea está suministrando hasta la caseta del inversor situada en la base de la nave junto a la fachada oeste.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final de circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna.

- Se tomará como longitud del cable $L = 30$ m
- La intensidad será la corriente que salga de la caja de nivel 2, la correspondiente a 15 strings, es decir, $I = 8,3 \cdot 15 = 124,5$ A
- La conductividad del cable de Cobre a 70°C, $\gamma_{70^\circ} = 48$

$$S = \frac{30}{48 \cdot 10,7541} \cdot 124,5 = 7,23 \text{ mm}^2$$

El cable de 10 mm² de sección cumple la restricción de caída de tensión pero no la de la Intensidad máxima admisible. Por consiguiente, el cable seleccionado será el de 95mm con una $I_{\text{máx adm.}} = 194 \cdot 0,91 = 176,54$ A > 155,625 A que cumple la restricción de máxima corriente admisible.

- Tramo corriente alterna

Estará comprendido desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor. Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3}L}{\gamma \cdot S} \cdot I \rightarrow S = \frac{\sqrt{3}L}{\gamma \cdot \Delta V} \cdot I \rightarrow S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot P}{\gamma \cdot \Delta V \cdot \cos\varphi \cdot U}$$

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión, L=50m.
- ΔV es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

de alterna es del 2%. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 400V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de $\Delta V = 400 \cdot 0,02 = 8V$.

- γ es la conductividad del Cobre a una temperatura determinada. $\gamma_{70^\circ} = 48$

- I es la intensidad

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 40 \cdot 50.000}{48 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 400} = 22,55 \text{ mm}^2$$

El cable de 25 mm² de sección cumple la restricción de caída de tensión, ahora bien, el valor de corriente máxima admisible por cables tripolares o tetrapolares tipo 0,6/1kV de sección 25mm² enterrado con aislamiento en PVC según muestra la figura 47 perteneciente a la norma ITC-BT-07 es de 125 A pero a este valor debe aplicársele una serie de coeficientes de reducción debido a que las condiciones a las que puede encontrarse no son iguales a las que se basan las tablas de la norma:

- Al estar enterrado bajo tubo, la capacidad de transporte de los conductores baja al no poder evacuar bien el calor provocado por el paso de la corriente a través de ellos, por dicho motivo , se debe aplicar un factor de reducción sobre el valor de la corriente admisible por el conductor de 0,8.
- El factor de temperatura del terreno hay que tenerla en cuenta si es diferente de 25º C según la tabla siguiente extraída de la norma ITC-BT-07. Por lo tanto el factor de corrección utilizado responderá a la siguiente ecuación:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s \cdot \theta_t}{\theta_s \cdot 25}}$$

Dónde:

- θ_t es la temperatura máxima del terreno real, siendo el valor máximo registrado en Zaragoza durante un año, el correspondiente al mes de Julio, 31,1ºC.
- θ_s es la temperatura de servicio del material aislante, en el caso de estudio se ha elegido PVC cuya temperatura de servicio es de 70º.

$$F = \sqrt{\frac{70 - 31,1}{70 - 25}} = 0,929$$

El coeficiente que se aplicará a la corriente admisible por el conductor será de 0,929.

De esta forma, la intensidad admisible por el conductor de 25mm² bajo las condiciones descritas anteriormente será $I_{\text{máx adm.}} = 125 \cdot 0,929 \cdot 0,8 = 92,9 \text{ A} > 72,17 \text{ A}$ y así pues el conductor tipo 0,6/1kV de sección 25mm² con aislamiento de PVC será válido para el tramo estudiado.

6.6 CONTADOR

El contador se situará en un circuito independiente del circuito eléctrico de dicha instalación fotovoltaica y de sus equipos de medida. La medida de los consumos se realizará con un

equipo propio e independiente, que servirá de base para su facturación. El contador de salida tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos y será precintado por la empresa distribuidora.

El contador a instalar dispone de la correspondiente autorización de modelo otorgada por el Centro Español de Metrología y dispone de la verificación oficial de origen (dispone del Certificado de conformidad UNE-EN60617 (Activa) y UNE-EN61268 (Reactiva)). Además está aceptado para su utilización en el ámbito de la compañía distribuidora, FECSA ENDESA.

En cuanto a la clase de precisión de medidas redundantes o comprobantes, comunicaciones, lectura, etc., están sujetas a la legislación vigente (RD 1110/2007, DE 24 de Agosto)

Además, las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50 por 100 de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

$$0,5 I_{\text{nominal de precisión}} \leq I_{\text{nominal FV}} \leq I_{\text{máx de precisión}}$$

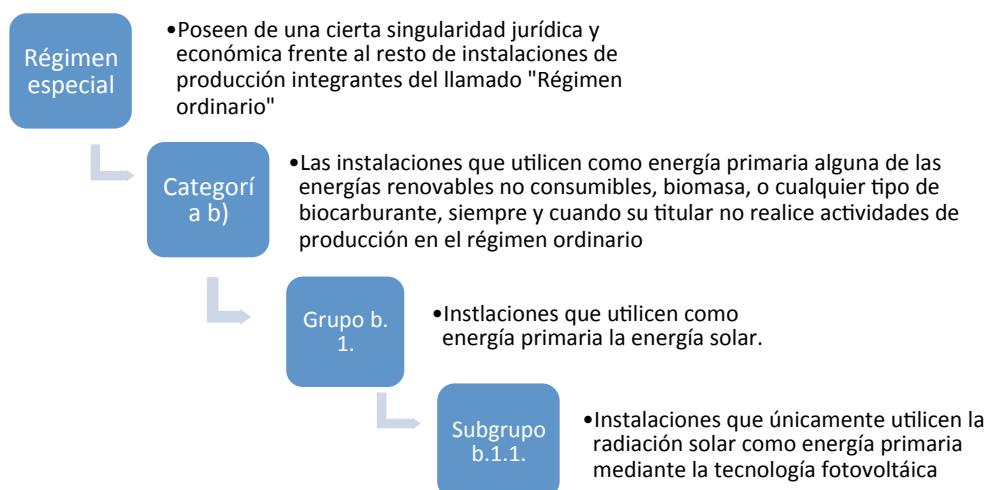
La intensidad nominal del sistema fotovoltaico será la I_{nominal} del módulo, 8,3A, por el nº de strings, 15 del generador. $I_{\text{nominal FV}} = 124,5A$

La colocación del contador y las condiciones de seguridad estarán de acuerdo con lo dispuesto en la MIE BT 016 El contador se ajusta a la normativa metrológica vigente.

6.7 ESTUDIO DE RENTABILIDAD

El estudio de rentabilidad de esta medida es más complejo que los anteriores debido a que el cálculo de los ahorros no sólo depende de la energía ahorrada por la instalación sino de cuánta energía excedente estamos produciendo y cuánta autoconsumiendo, ya que aquí debemos tener en cuenta la parte de la tarifa eléctrica de consumo de electricidad de red, el peaje de acceso a la red que se paga por kWh autoconsumido y el peaje de respaldo que se paga por la energía excedentaria producida por el generador fotovoltaico.

El sistema generador de energía propuesto se acoge al régimen especial y pertenece al subgrupo b.1.1.



ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

Dependiendo de la tarifa a la que se acoja la empresa, en este caso mantienen un contrato 3.0A, el precio del peaje de respaldo y de acceso cambia. Para conocer los valores con exactitud se acude al Real Decreto, propuesta en la que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

PEAJE DE BAJA TENSIÓN	Peaje de respaldo (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 A ($P_c \leq 10 \text{ kW}$)	0,067568		
2.0 DHA ($P_c \leq 10 \text{ kW}$)	0,089129	0,008964	
2.0 DHS ($P_c \leq 10 \text{ kW}$)	0,089129	0,0106242	0,007294
2.1 A ($10 < P_c \leq 15 \text{ kW}$)	0,07508		
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15 \text{ kW}$)	0,093578	0,020259	
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15 \text{ kW}$)	0,093578	0,02574	0,012941
3.0 A ($P_c > 15 \text{ kW}$)	0,040596	0,025953	0,009265

Figura 71.-Peaje de respaldo para cada tipo de contrato y periodo.

El peaje de acceso a la red viene regulado por el Boletín Oficial del Estado, específicamente la Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013.

	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 3
Tp: €/kW y año	39,688104	23,812861	15,875243
Te: €/kWh	0,018283	0,012254	0,004551

Figura 72.-Peaje de acceso para cada periodo tarifario.

El precio del kWh consumido de la red será el que imponga la compañía suministradora, en este caso Endesa, y como se ha tomado en las demás medidas, el kWh eléctrico se considera 0,1517€/kWh. Hay que tener en cuenta para el cálculo del consumo de electricidad de red el impuesto sobre la electricidad, el cual se aplica al consumo y a la potencia. El impuesto sobre la energía le será cobrada por su comercializador de energía y remitido al gobierno.

Se calcula de la forma establecida por la legislación, multiplicando el porcentaje 4,864% por 1,05113 y por el total del coste de su consumo más potencia.

Con estos datos y conociendo la demanda diaria y la producción de energía diaria generada por el sistema fotovoltaico se obtiene los costes por la energía autoconsumida de forma instantánea (EAI), la energía excedentaria (EE) y la energía consumida de la red (ECR). A continuación se muestra el consumo, demanda, y costes diarios para la época de invierno y la de verano

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

BALANCE DIARIO INVIERNO

Periodo tarifa acceso	P3	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2																
Hora	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Demanda (kWh)	4	4	4	4	4	7	6	31	35	36	33	35	35	33	27	35	35	33	3	3	3	3	3	3
Generación (kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	18	25	28	30	20	20	15	6	0	0	0	0	0	0
EAI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	18	25	28	30	20	20	15	6	0	0	0	0	0	0
EER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ECR	4	4	4	4	4	7	6	31	35	31	15	10	7	3	7	15	20	27	3	3	3	3	3	3
Pago por EAI (€)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,130	0,467	0,649	0,727	0,779	0,519	0,519	0,389	0,156	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Pago por EER (€)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Pago por ECR (€)	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	1,057	0,906	4,681	5,285	4,681	2,265	1,510	1,057	0,453	1,057	2,265	3,020	4,077	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453
PAGO TOTAL HORARIO (€)	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	1,057	0,906	4,681	5,285	4,811	2,732	2,159	1,784	1,232	1,576	2,784	3,409	4,233	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453

Tabla 43.-Balance diario de consumos, demandas y costes de la energía durante los meses de invierno.

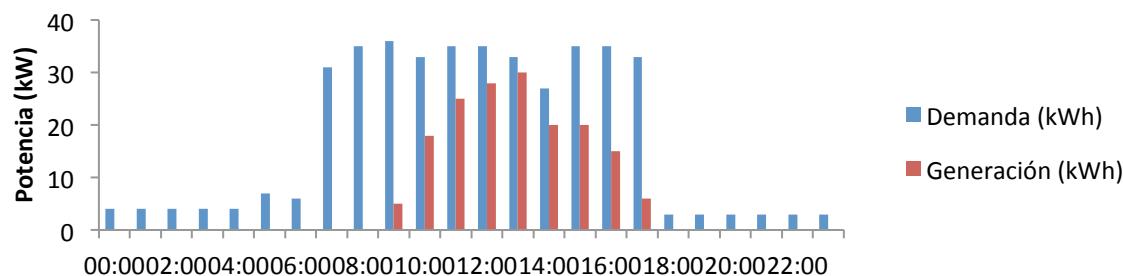


Figura 73.-Demanda y producción de energía diaria durante los meses de invierno.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

BALANCE DIARIO VERANO

Periodo tarifa acceso	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2																
Hora	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Demanda (kWh)	10	10	10	10	10	17	14	33	37	38	35	37	37	35	29	37	37	35	8	8	8	9	9	8
Generación (kWh)	0	0	0	0	0	0	1	1,5	9	20	30	38	41	45	45	40	35	25	15	6	1,5	0	0	0
EAI	0	0	0	0	0	0	1	1,5	9	20	30	37	37	35	29	37	35	25	8	6	1,5	0	0	0
EER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	10	16	3	0	0	7	0	0	0	0	0	0
ECR	10	10	10	10	10	17	13	31,5	28	18	5	0	0	0	0	2	10	0	2	6,5	9	9	8	
Pago por EAI (€)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,009	0,014	0,234	0,519	0,779	1,502	1,502	1,421	1,177	0,960	0,908	0,649	0,208	0,156	0,039	0,000	0,000	0,000
Pago por EER (€)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,209	0,835	2,087	3,340	0,470	0,000	0,000	1,097	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Pago por ECR (€)	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	2,567	1,963	4,757	4,228	2,718	0,755	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,302	1,510	0,000	0,302	0,982	1,359	1,359	1,208
PAGO TOTAL HORARIO (€)	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	2,567	1,972	4,770	4,462	3,237	1,534	1,711	2,337	3,508	4,517	1,431	1,210	2,159	1,305	0,458	1,020	1,359	1,359	1,208

Tabla 44.- Balance diario de consumos, demandas y costes de la energía durante los meses de verano.

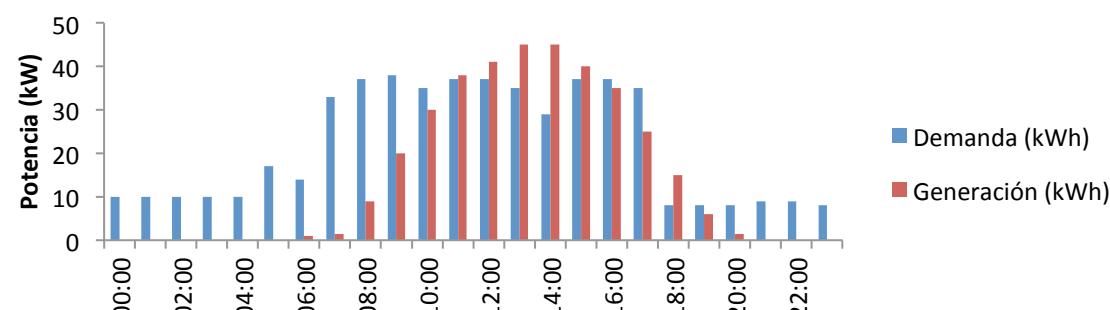


Figura 74.-Demanda y producción de energía diaria durante los meses de verano

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

En cuanto a la inversión, se ha estimado a partir de los costes de los módulos, inversor y demás elementos de la instalación (cables, protecciones, contador, etc), un coste de 1.800€ por kW instalado.

Para financiarlo se propone pedir un préstamo debido a la alta cuantía de la inversión. Este préstamo será de tipo francés con cuotas constantes a 10 años, cuya TAE será del 6,104% según informes del ICO (Instituto de Crédito Oficial).

Para conocer la cuota mensual de amortización será necesario conocer el tipo de interés mensual:

$$i = (1 + i_m)^m - 1$$

i: TAE (Tasa Anual Equivalente)

m: número de meses, 12.

$$i_m = (i + 1)^{1/m} - 1 = 0,49497\%$$

Con el interés mensual tenemos que la cuota a pagar cada mes será:

$$C_m = C_0 \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = 1.128,48\text{€}$$

$C_0 = 101.924\text{€}$

n= 12 meses x 10 años= 120 cuotas

i= 0,0049497

Por lo tanto dicho préstamo se amortizaría en 10 años con el pago de 120 cuotas mensuales y constantes de 1.128,48 € siendo esta cuota la suma de la amortización mensual del capital más el interés:

$$\text{Interés} = \text{Capital pendiente} \cdot i_m$$

$$\text{Amortización de capital} = C_m - \text{Interés}$$

Nº cuota	Capital amortizado	Amortización de capital	Capital Pendiente	Interés	Intereses acumulados	Cuotas acumuladas
0			101.924,00 €			
1	623,99 €	623,99 €	101.300,01 €	504,49 €	504,49 €	1.128,48 €
2	1.251,06 €	627,07 €	100.672,94 €	501,40 €	1.005,89 €	2.256,95 €
3	1.881,24 €	630,18 €	100.042,76 €	498,30 €	1.504,19 €	3.385,43 €
4	2.514,54 €	633,30 €	99.409,46 €	495,18 €	1.999,37 €	4.513,91 €
5	3.150,97 €	636,43 €	98.773,03 €	492,04 €	2.491,41 €	5.642,38 €
6	3.790,55 €	639,58 €	98.133,45 €	488,89 €	2.980,31 €	6.770,86 €
7	4.433,30 €	642,75 €	97.490,70 €	485,73 €	3.466,04 €	7.899,34 €
8	5.079,23 €	645,93 €	96.844,77 €	482,55 €	3.948,58 €	9.027,81 €
9	5.728,36 €	649,13 €	96.195,64 €	479,35 €	4.427,93 €	10.156,29 €
10	6.380,70 €	652,34 €	95.543,30 €	476,14 €	4.904,07 €	11.284,77 €
11	7.036,27 €	655,57 €	94.887,73 €	472,91 €	5.376,98 €	12.413,24 €
12	7.695,08 €	658,81 €	94.228,92 €	469,66 €	5.846,64 €	13.541,72 €
13	8.357,15 €	662,07 €	93.566,85 €	466,40 €	6.313,04 €	14.670,20 €

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

(...)

115	96.364,44 €	1.095,54 €	5.559,56 €	32,94 €	33.410,38 €	129.774,82 €
116	97.465,40 €	1.100,96 €	4.458,60 €	27,52 €	33.437,90 €	130.903,30 €
117	98.571,81 €	1.106,41 €	3.352,19 €	22,07 €	33.459,96 €	132.031,77 €
118	99.683,69 €	1.111,88 €	2.240,31 €	16,59 €	33.476,56 €	133.160,25 €
119	100.801,08 €	1.117,39 €	1.122,92 €	11,09 €	33.487,65 €	134.288,73 €
120	101.924,00 €	1.122,92 €	-0,00 €	5,56 €	33.493,20 €	135.417,20 €

Tabla 45.- Cálculos referidos al préstamo.

Como se muestra en la tabla anualmente las cuotas suman 13.541,72 €.

A continuación se muestra una tabla con los costes de la electricidad por energía consumida para la situación actual sin la instalación y para el caso de instalar el generador fotovoltaico.

Pago por energía consumida de red	Pago por energía vertida a red	Pago por energía autoconsumida	COSTE TOTAL energía sistema FV	COSTE TOTAL situación actual	AHORRO ANUAL
11.338,48 €	1.688,01 €	1.280,52 €	14.307,01 €	27.878,83 €	13.541,81 €

Tabla 46.-Costes y ahorros año 1.

La inversión generaría unos ahorros anuales en las facturas eléctricas de 13.541,81€. Ésta cantidad irá variando según el aumento o reducción del precio de la electricidad y la degradación de los paneles solares. YINGLI SOLAR garantiza que los módulos fotovoltaicos no pueden perder más del 0,772% de producción anual.

Además para analizar cada una de las posibles situaciones de variación del coste de la electricidad y el IPC se analizarán tres escenarios, real, pesimista y optimista.

Para los cálculos se considera el coste de mantenimiento como el 1% del precio de la inversión de la instalación, dando 101,6€ anuales.

Para conocer el VAN y la TIR de la inversión necesitaremos conocer el Cashflow, que obtendremos a partir de los siguientes cálculos realizados para cada uno de los escenarios mencionados anteriormente.

$$Balance\ Bruto = Ahorros - Mantenimiento$$

$$Amortización = \frac{Inversión}{nº\ años\ préstamo}$$

$$Interés\ anual = \sum_{n=1}^{12} Interés_n$$

Donde n es el cada uno de los meses del año.

$$Balance\ Neto = Balance\ Bruto - Amortización - Intereses - Tasas$$

Las tasas serán 0 ya que la inversión no genera beneficios entendidos como ventas de electricidad.

$$Pago\ de\ Capital = \sum_{n=1}^{12} Amortización\ de\ capital_i$$

$$Cashflow = Balance\ Neto + Amortización - Pago\ de\ Capital$$

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

	AHORROS	BALANCE BRUTO	AMORTIZACIÓN	INTERESES	BALANCE NETO	PAGO CAPITAL	CASHFLOW
0	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	-101.924,00 €
1	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	5.846,64 €	-2.569,15 €	7.695,08 €	-71,83 €
2	14.322,40 €	14.220,47 €	10.192,40 €	5.376,93 €	-1.348,86 €	8.164,79 €	678,75 €
3	15.196,51 €	15.094,59 €	10.192,40 €	4.878,56 €	23,63 €	8.663,17 €	1.552,87 €
4	16.113,76 €	16.011,84 €	10.192,40 €	4.349,76 €	1.469,68 €	9.191,96 €	2.470,12 €
5	17.076,31 €	16.974,38 €	10.192,40 €	3.788,68 €	2.993,30 €	9.753,04 €	3.432,66 €
6	18.086,42 €	17.984,50 €	10.192,40 €	3.193,35 €	4.598,74 €	10.348,37 €	4.442,78 €
7	19.146,48 €	19.044,56 €	10.192,40 €	2.561,69 €	6.290,47 €	10.980,03 €	5.502,84 €
8	20.259,00 €	20.157,07 €	10.192,40 €	1.891,47 €	8.073,20 €	11.650,25 €	6.615,35 €
9	21.426,58 €	21.324,66 €	10.192,40 €	1.180,34 €	9.951,92 €	12.361,38 €	7.782,94 €
10	22.652,01 €	22.550,08 €	10.192,40 €	425,80 €	11.931,89 €	13.115,92 €	9.008,36 €
11	23.938,16 €	23.836,23 €	0,00 €	0,00 €	23.836,23 €	0,00 €	23.836,23 €
12	25.288,08 €	25.186,15 €	0,00 €	0,00 €	25.186,15 €	0,00 €	25.186,15 €
13	26.704,96 €	26.603,03 €	0,00 €	0,00 €	26.603,03 €	0,00 €	26.603,03 €
14	28.192,15 €	28.090,23 €	0,00 €	0,00 €	28.090,23 €	0,00 €	28.090,23 €
15	29.753,17 €	29.651,25 €	0,00 €	0,00 €	29.651,25 €	0,00 €	29.651,25 €
16	31.391,72 €	31.289,80 €	0,00 €	0,00 €	31.289,80 €	0,00 €	31.289,80 €
17	33.111,68 €	33.009,76 €	0,00 €	0,00 €	33.009,76 €	0,00 €	33.009,76 €
18	34.917,12 €	34.815,19 €	0,00 €	0,00 €	34.815,19 €	0,00 €	34.815,19 €
19	36.812,31 €	36.710,39 €	0,00 €	0,00 €	36.710,39 €	0,00 €	36.710,39 €
20	38.801,75 €	38.699,83 €	0,00 €	0,00 €	38.699,83 €	0,00 €	38.699,83 €
21	40.890,16 €	40.788,24 €	0,00 €	0,00 €	40.788,24 €	0,00 €	40.788,24 €
22	43.082,48 €	42.980,56 €	0,00 €	0,00 €	42.980,56 €	0,00 €	42.980,56 €
23	45.383,92 €	45.282,00 €	0,00 €	0,00 €	45.282,00 €	0,00 €	45.282,00 €
24	47.799,93 €	47.698,01 €	0,00 €	0,00 €	47.698,01 €	0,00 €	47.698,01 €
25	50.336,25 €	50.234,33 €	0,00 €	0,00 €	50.234,33 €	0,00 €	50.234,33 €

Tabla 47.- Cálculo financiero con IPC 2,4% y variación del precio de la electricidad 5%.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

	AHORROS	BALANCE BRUTO	AMORTIZACIÓN	INTERESES	BALANCE NETO	PAGO CAPITAL	CASHFLOW
0	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	-10.1924 €
1	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	5.846,64 €	-2.569,15 €	7.695,08 €	-71,83 €
2	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	5.376,93 €	-2.099,44 €	8.164,79 €	-71,83 €
3	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	4.878,56 €	-1.601,07 €	8.663,17 €	-71,83 €
4	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	4.349,76 €	-1.072,27 €	9.191,96 €	-71,83 €
5	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	3.788,68 €	-511,19 €	9.753,04 €	-71,83 €
6	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	3.193,35 €	84,14 €	10.348,37 €	-71,83 €
7	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	2.561,69 €	715,80 €	10.980,03 €	-71,83 €
8	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	1.891,47 €	1.386,02 €	11.650,25 €	-71,83 €
9	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	1.180,34 €	2.097,15 €	12.361,38 €	-71,83 €
10	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	425,80 €	2.851,69 €	13.115,92 €	-71,83 €
11	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
12	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
13	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
14	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
15	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
16	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
17	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
18	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
19	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
20	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
21	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
22	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
23	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
24	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
25	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €

Tabla 48.- Cálculo financiero con IPC 0% y variación del precio de la electricidad 0%.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

	AHORROS	BALANCE BRUTO	AMORTIZACIÓN	INTERESES	BALANCE NETO	PAGO CAPITAL	CASHFLOW
0	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	-101.924 €
1	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	5.846,64 €	-2.569,15 €	7.695,08 €	-71,83 €
2	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	5.376,93 €	-2.099,44 €	8.164,79 €	-71,83 €
3	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	4.878,56 €	-1.601,07 €	8.663,17 €	-71,83 €
4	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	4.349,76 €	-1.072,27 €	9.191,96 €	-71,83 €
5	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	3.788,68 €	-511,19 €	9.753,04 €	-71,83 €
6	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	3.193,35 €	84,14 €	10.348,37 €	-71,83 €
7	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	2.561,69 €	715,80 €	10.980,03 €	-71,83 €
8	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	1.891,47 €	1.386,02 €	11.650,25 €	-71,83 €
9	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	1.180,34 €	2.097,15 €	12.361,38 €	-71,83 €
10	13.571,81 €	13.469,89 €	10.192,40 €	425,80 €	2.851,69 €	13.115,92 €	-71,83 €
11	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
12	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
13	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
14	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
15	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
16	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
17	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
18	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
19	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
20	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
21	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
22	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
23	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
24	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €
25	13.571,81 €	13.469,89 €	0,00 €	0,00 €	13.469,89 €	0,00 €	13.469,89 €

Tabla 49.-Cálculo financiero de con el IPC 5% y la variación del precio de la electricidad 10%.

ANEXO VI: SISTEMA FOTOVOLTAICO

Una vez conocido el Cashflow para cada una de los supuestos, podemos obtener el VAN y la TIR como:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{Q}{(1 + IPC)^i}$$

Donde i es el número de años desde el momento de la inversión.

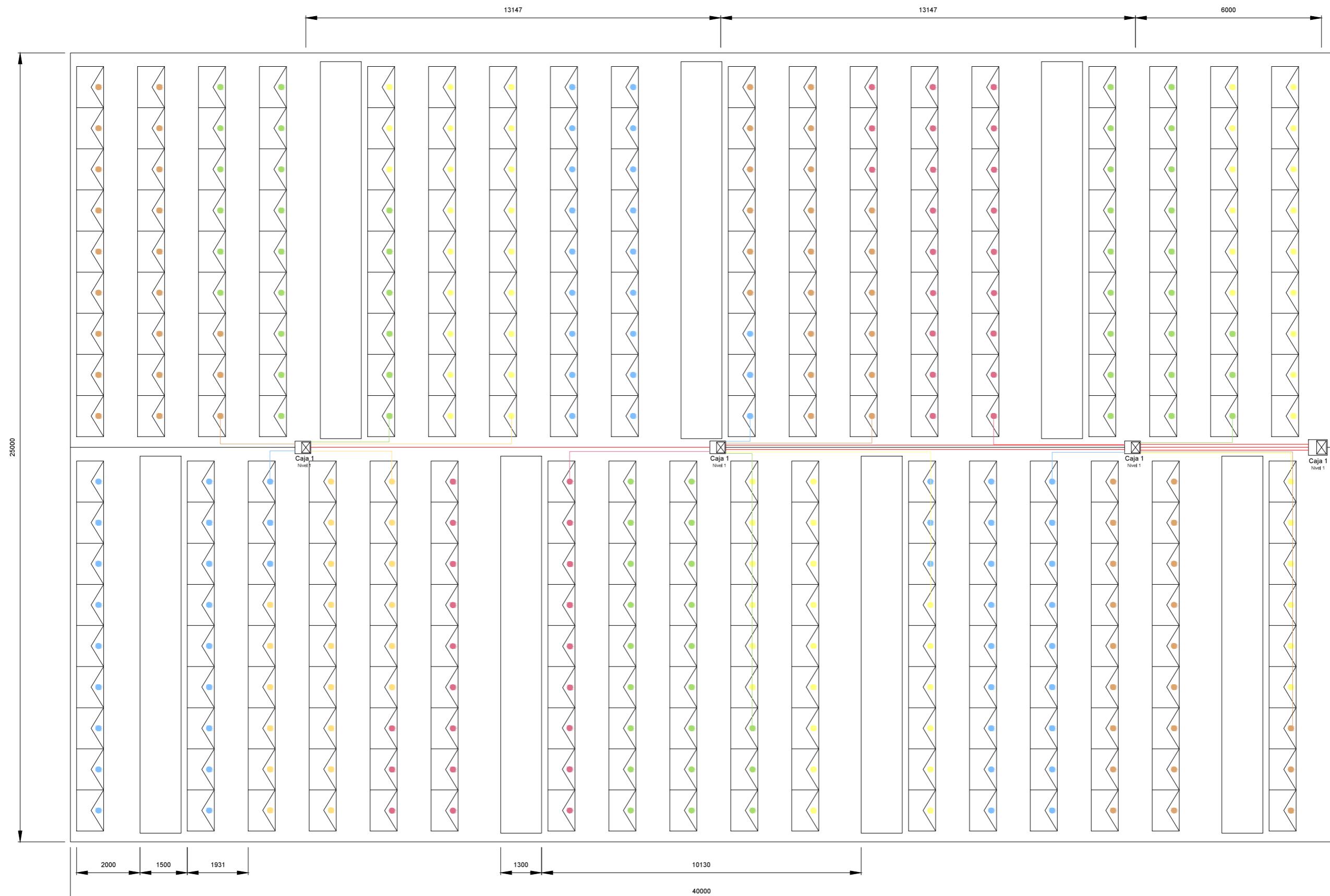
$$TIR \rightarrow 0 = -I_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{Q}{(1 + TIR)^i}$$

	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	275.520,16 €	99.406,04 €	444.858,42 €
TIR	11%	4%	17%

Podemos ver que en todas las situaciones el VAN es positivo, por lo que se recomienda realizar la inversión.

En el caso de considerar la inversión teniendo en cuenta la TIR se ve como también es recomendable invertir ya que $TIR > IPC$ en cada caso.

6.8 PLANOS



Leyenda	
Cable exzellent solar ZZ-F (AS) 1.8kV DC Sección: 1 X 1.5 mm ² Dext: 4.3mm	(Green)
Cable exzellent solar ZZ-F (AS) 1.8kV DC Sección: 1 X 25 mm ² Dext: 10.5 mm	(Red)

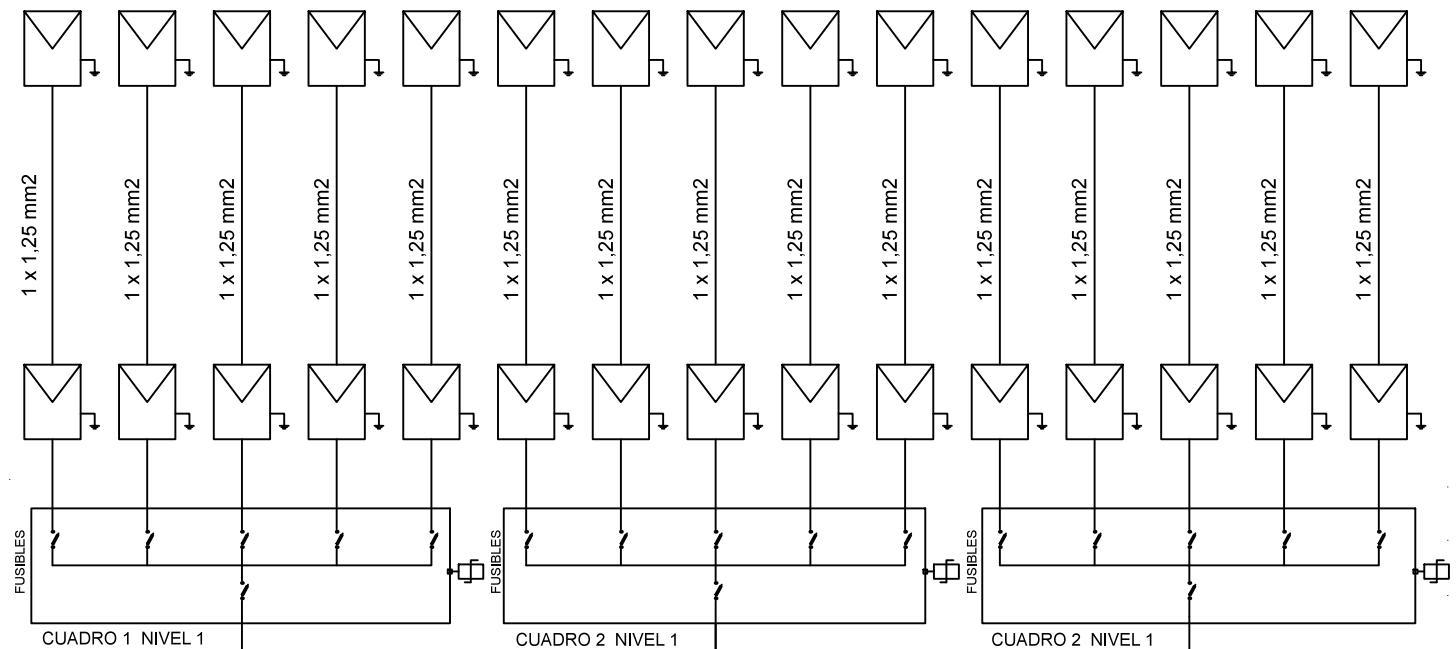
	Fecha	Nombre	Firmas	Auditoría energética, análisis de mejoras y estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una industria de destilación de agua.
Dibujado	30/09/2014	Iris Acosta Sánchez		
Comprobado	30/09/2014	Iris Acosta Sánchez		
Escala	1:125	Generador solar fotovoltaico conectado a red para autoconsumo		Nº PLANO 1
				Sustituye a:
				Sustituido por:

PRODU

Plano de implantación

RAMAS A CUADRO 1

5 x (21 x 180Wp)

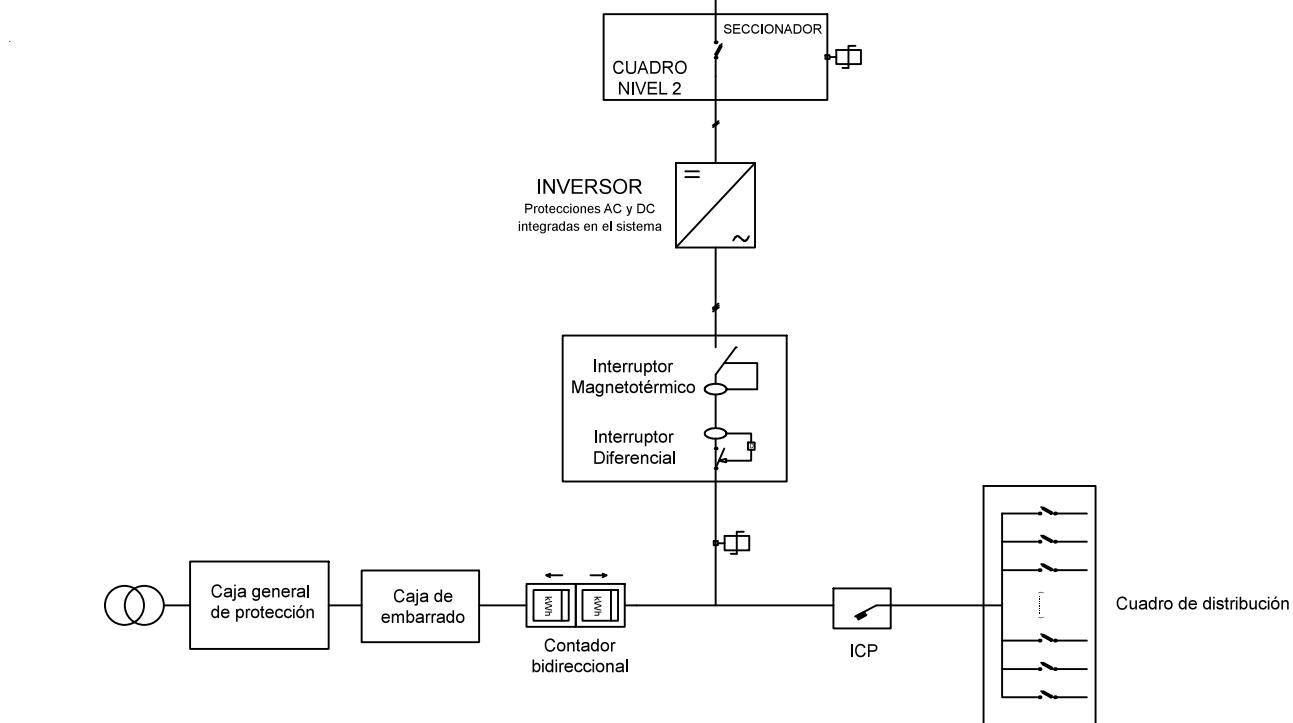


RAMAS A CUADRO 2

5 x (21 x 180Wp)

RAMAS A CUADRO 3

5 x (21 x 180Wp)



	Fecha	Nombre	Firmas	Auditoría energética, análisis de mejoras y estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una industria de destilación de agua.
Dibujado	30/09/2014	Iris Acosta Sánchez		
Comprobado	30/09/2014	Iris Acosta Sánchez		
Escala s/e	Generador solar fotovoltaico conectado a red para autoconsumo Esquema unifilar			Nº PLANO 2
				Sustituye a:
				Sustituido por:

6.9 SIMULACIÓN CON PVSYST

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	Grid-Connected Project at Jeddah				
Geographical Site	San Mateo de Gallego		Country	Spain	
Situation Time defined as	Latitude	41.8°N	Longitude	0.7°W	
	Legal Time	Time zone UT+1		Altitude	285 m
Meteo data :	San Mateo de Gallego, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :	New simulation variant				
	Simulation date 24/10/14 14h10				
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	14°	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model YL180P-23b			
Number of PV modules	Manufacturer	Yingli Solar			
Total number of PV modules	In series	21 modules	In parallel	15 strings	
Array global power	Nb. modules	315	Unit Nom. Power	180 Wp	
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	56.7 kWp	At operating cond.	50.5 kWp (50°C)	
	U mpp	440 V	I mpp	115 A	
Total area	Module area	409 m²	Cell area	368 m ²	
Inverter	Model	Sunzet 50KVA TL			
Characteristics	Manufacturer	Zigor			
	Operating Voltage	350-700 V	Unit Nom. Power	50 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor => Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s	
			NOCT	56 °C	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	65 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :	daily profile	Seasonal modulation			
	average	473 kWh/Day			

Grid-Connected System: Detailed User's needs

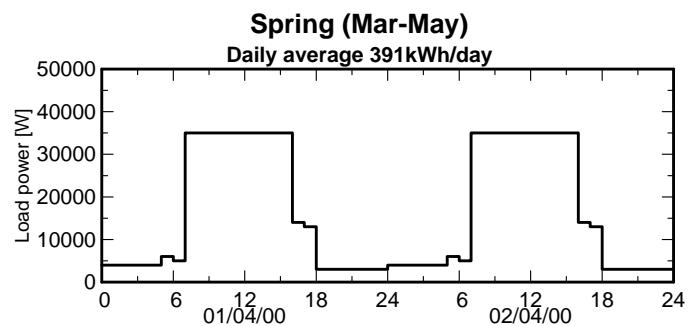
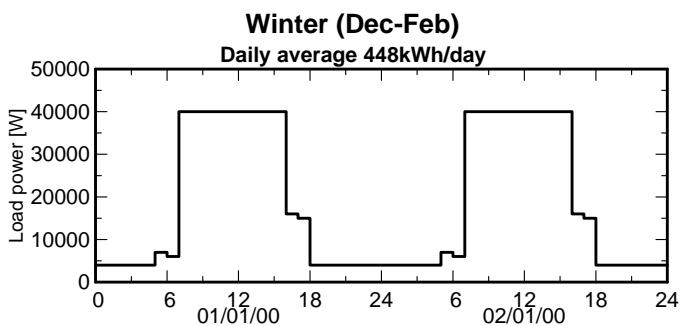
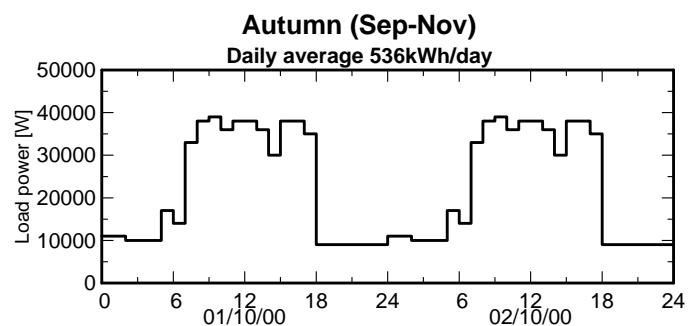
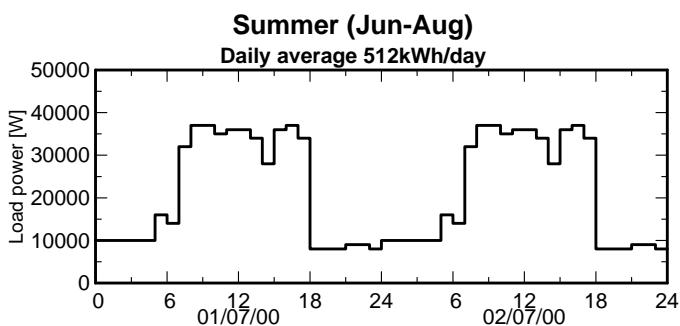
Project : Grid-Connected Project at Jeddah

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth	14°
PV modules		Model	YL180P-23b	Pnom	180 Wp
PV Array		Nb. of modules	315	Pnom total	56.7 kWp
Inverter		Model	Sunzet 50KVA TL	Pnom	50.0 kW ac
User's needs		daily profile	Seasonal modulation	global	173 MWh/year

daily profile, Seasonal modulation, average = 473 kWh/day

	0 h 12 h	1 h 13 h	2 h 14 h	3 h 15 h	4 h 16 h	5 h 17 h	6 h 18 h	7 h 19 h	8 h 20 h	9 h 21 h	10 h 22 h	11 h 23 h	
Summer	10.00 36.00	10.00 34.00	10.00 28.00	10.00 36.00	10.00 37.00	16.00 34.00	14.00 8.00	32.00 8.00	37.00 8.00	37.00 9.00	35.00 9.00	36.00 9.00	kW kW
Autumn	11.00 38.00	11.00 36.00	10.00 30.00	10.00 38.00	10.00 38.00	17.00 35.00	14.00 9.00	33.00 9.00	38.00 9.00	39.00 9.00	36.00 9.00	38.00 9.00	kW kW
Winter	4.00 40.00	4.00 40.00	4.00 40.00	4.00 40.00	4.00 16.00	7.00 15.00	6.00 4.00	40.00 4.00	40.00 4.00	40.00 4.00	40.00 4.00	40.00 4.00	kW kW
Spring	4.00 35.00	4.00 35.00	4.00 35.00	4.00 35.00	4.00 14.00	6.00 13.00	5.00 3.00	35.00 3.00	35.00 3.00	35.00 3.00	35.00 3.00	35.00 3.00	kW kW



Grid-Connected System: Main results

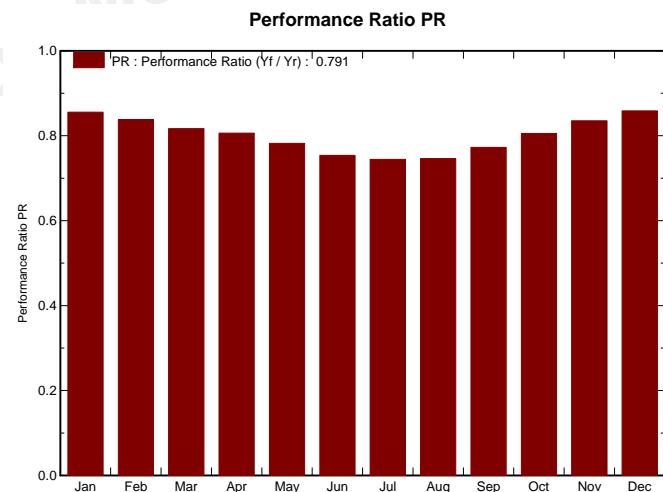
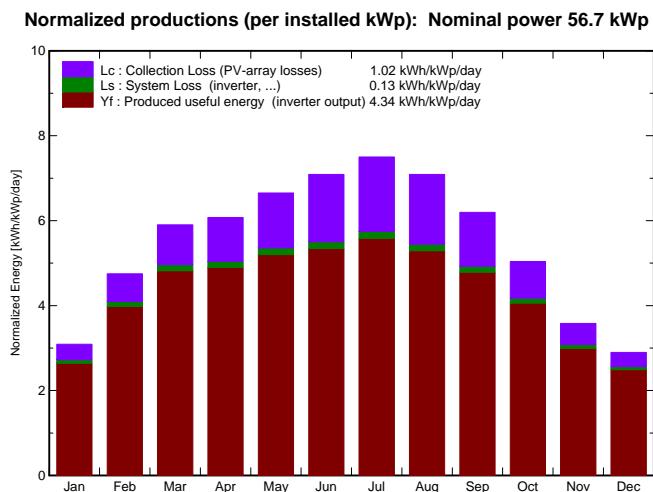
Project : Grid-Connected Project at Jeddah

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
		azimuth	14°
PV Field Orientation	tilt	30°	
PV modules	Model	YL180P-23b	
PV Array	Nb. of modules	315	Pnom total
Inverter	Model	Sunzet 50KVA TL	Pnom
User's needs	daily profile	Seasonal modulation	global
			50.0 kW ac
			173 MWh/year

Main simulation results

System Production	Produced Energy	89.9 MWh/year	Specific prod.	1585 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	79.1 %	Solar Fraction SF	48.4 %



New simulation variant

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E Load MWh	E User MWh	E_Grid MWh
January	58.9	6.20	95.8	92.7	4.79	13.89	4.582	0.063
February	89.0	7.30	133.0	128.8	6.50	12.54	6.036	0.284
March	145.4	10.80	183.0	177.4	8.72	12.12	7.333	1.141
April	164.4	13.60	182.3	176.5	8.58	11.73	7.327	1.007
May	204.9	18.10	206.3	198.9	9.42	12.12	8.045	1.099
June	220.8	23.00	212.7	205.1	9.36	15.36	8.430	0.658
July	237.5	25.40	232.5	224.6	10.10	15.87	9.050	0.764
August	205.5	25.10	219.7	212.9	9.57	15.87	8.646	0.652
September	153.6	20.90	185.8	180.1	8.38	16.08	7.739	0.402
October	111.3	16.40	156.2	151.4	7.34	16.62	6.899	0.236
November	67.8	10.10	107.4	104.1	5.25	16.08	4.928	0.160
December	52.1	6.60	89.9	86.9	4.51	13.89	4.309	0.067
Year	1711.2	15.34	2004.5	1939.3	92.52	172.17	83.324	6.533

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E Load	Energy need of the user (Load)
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E User	Energy supplied to the user
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Grid	Energy injected into grid

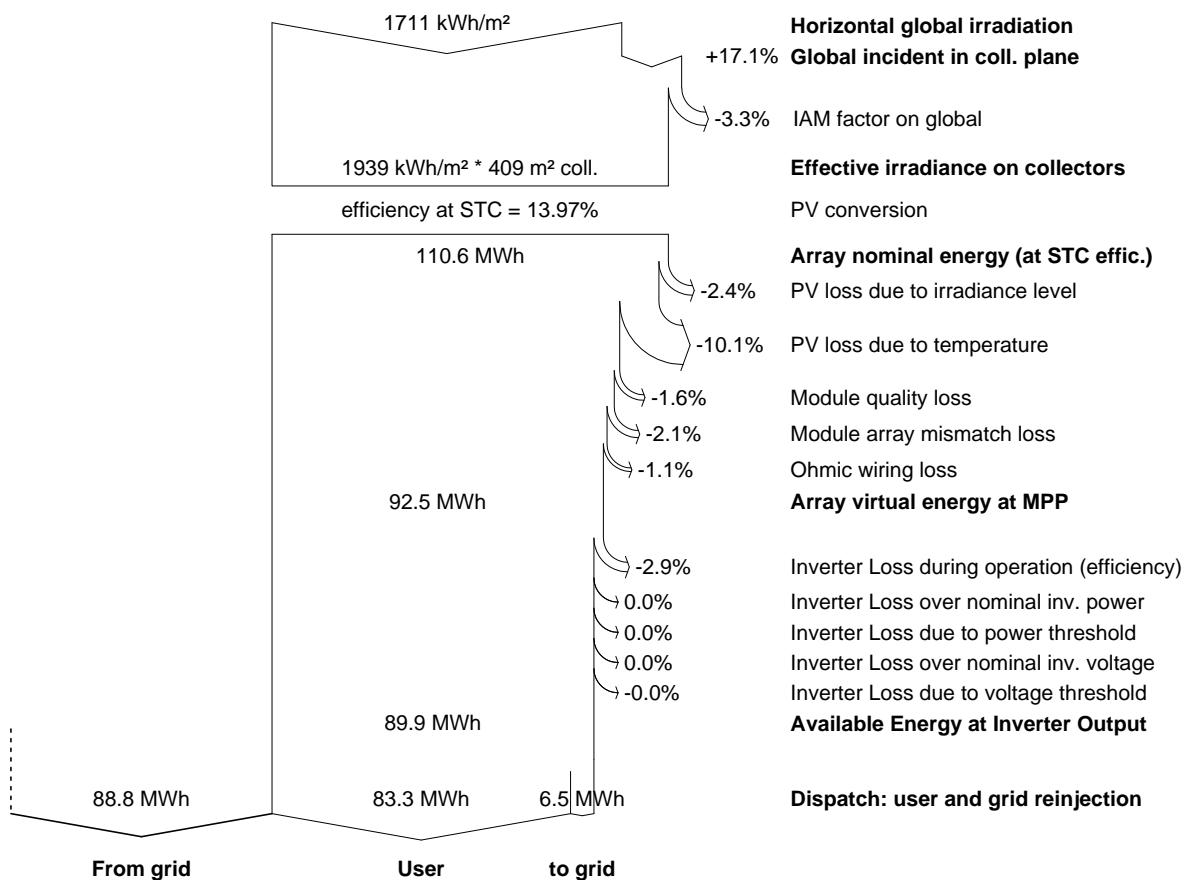
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Jeddah

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 14°
PV modules	Model	YL180P-23b	Pnom 180 Wp
PV Array	Nb. of modules	315	Pnom total 56.7 kWp
Inverter	Model	Sunzet 50KVA TL	Pnom 50.0 kW ac
User's needs	daily profile	Seasonal modulation	global 172 MWh/year

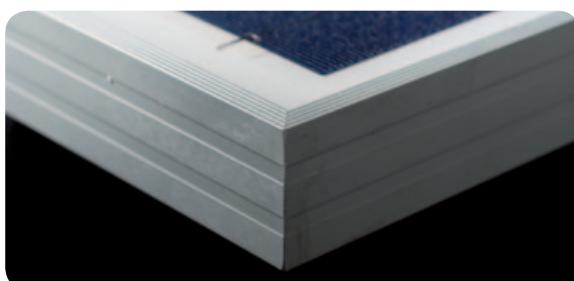
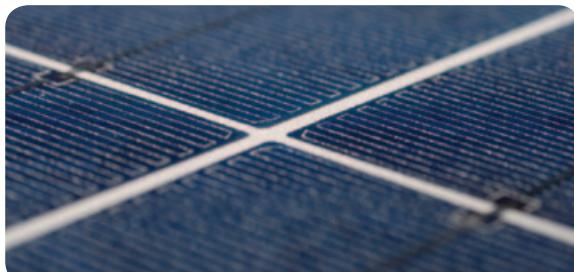
Loss diagram over the whole year



6.10 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE MÓDULO FOTOVOLTAICO E INVERSOR

YL 185 P-23b / 1310x990 SERIES

YL 165 P-23b . YL 170 P-23b . YL 175 P-23b
YL 180 P-23b . YL 185 P-23b



* In compliance with our Warranty Terms and Conditions

ABOUT YINGLI SOLAR

Yingli Solar is a vertically integrated manufacturer of solar photovoltaic modules. Under one roof we manufacture our ingots, wafers, cells and modules. This ensures that we can tightly control our material and production quality, offering our customers leading product durability and sustainable performance backed by our 25 year limited power warranty*.

PERFORMANCE

- » High efficiency, polycrystalline solar cells with high transmission and textured glass delivering a module series efficiency of up to 14.3%, minimising installation costs and maximising the kWh output of your system per unit area.
- » Power tolerance of +/-3% minimising PV system mismatch losses.

QUALITY & RELIABILITY

- » Robust, corrosion resistant aluminium frame independently tested to withstand wind loads of 2.4KPa and snow loads of 5.4KPa ensuring a stable mechanical life for your modules.
- » Take confidence in our modules with a 5 year limited product warranty and a 25 year limited power warranty*.
- » Modules protected by box during transportation and with 20 modules in a box on-site waste is minimised.
- » Modules independently tested to ensure conformance with certification and regulatory standards.
- » Manufacturing facility certified to ISO 9001 Quality Management System standards.

WARRANTIES

5-year limited product warranty*
Limited power warranty*: 10 years at 90% of the minimal rated power output, 25 years at 80% of the minimal rated power output

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

IEC 61215 Edition 2, IEC 61730 Class A, CE, ISO 9001



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Periodic Inspection



YL 185 P-23b / 1310x990 SERIES

ELECTRICAL PARAMETERS

Electrical parameters at STC (1,000 W/m ² , 25°C, AM 1.5 according to EN 60904-3)						
Module type	YL 165 P-23b	YL 170 P-23b	YL 175 P-23b	YL 180 P-23b	YL 185 P-23b	
Power output	[W]	165.0	170.0	175.0	180.0	185.0
Power output tolerances	[%]	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3
Module Efficiency	[%]	12.7	13.1	13.5	13.9	14.3
Voltage at Pmax, V _{mpp}	[V]	23.0	23.0	23.0	23.0	23.5
Current at Pmax, I _{mpp}	[A]	7.17	7.39	7.61	7.83	7.87
Open circuit voltage V _{oc}	[V]	29.0	29.0	29.0	29.5	29.5
Short circuit current I _{sc}	[A]	7.90	8.10	8.20	8.30	8.45
Max. system Voltage	[V]	1,000 VDC				

Parameters of the thermal characteristics

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	[°C]	46 +/- 2
Temperature coefficient beta of I _{sc}	[1/K]	+ 0.0006
Temperature coefficient alpha of V _{oc}	[1/K]	- 0.0037
Temperature coefficient gamma of P _{mpp}	[1/K]	- 0.0045

MECHANICAL PARAMETERS

Dimensions (length [mm] / width [mm] / thickness [mm])	1,310 / 990 / 50
Thickness with junction box [mm]	50
Weight [kg]	15.8
Junction box (manufacturer / protection degree / number of diodes)	CIXI / IP65 / 6
Junction box dimensions (length / width / thickness [mm])	151 / 122 / 25
Positive cable & negative cable (manufacturer / length [mm] / cable cross-section [mm ²])	CIXI / 900 (1,200) / 4.0
Plug connector (manufacturer / type / protection degree)	MC4 / UV resistance and self-locking / IP67
Front cover (material / thickness [mm])	Tempered Glass, 3.6mm
Cell type (quantity / technology)	48 / polycrystalline / 156 x 156
Encapsulation materials	Ethylene Vinyl Acetate (EVA)
Rear cover (material / thickness [mm])	Le - PET - PVDF / 0.287
Frame (material)	robust anodized aluminum alloy

OPERATING CONDITIONS

Operating temperature [°C]	- 40 to + 85
Max. wind load / Max. snow load [Pa]	2.4K / 5.4K

PACKAGING

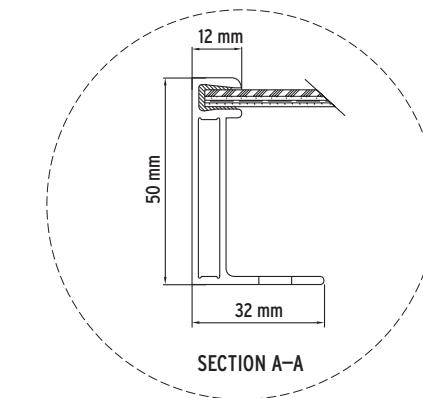
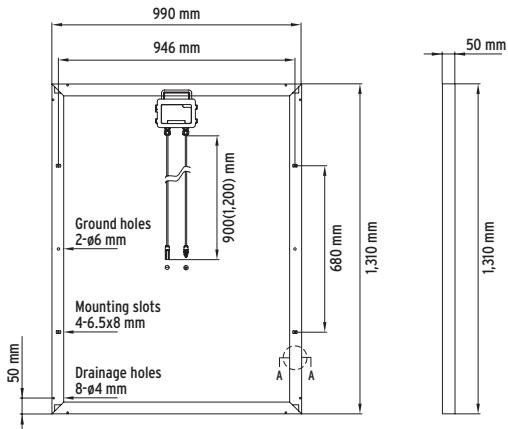
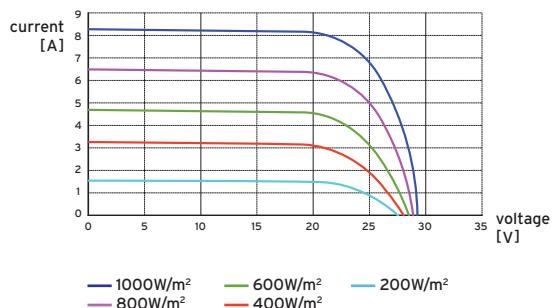
Number of modules per box	20
Box size (length [mm] / width [mm] / depth [mm])	1,380 / 1,140 / 1,165
Box Gross weight in kg	365
Boxes per pallet	1

* The data does not refer to a single module and they are not part of the offer, they serve for comparison only to different module types.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.
commerce@yinglisolar.com
0086 - (0)312 - 8929802

Subject to modifications and errors

IV CURVES



Electrical equipment,
check with your installer

www.solar-wind.co.uk

SUNZET 30/50/100 T & TL

*3 Phase solar
inverters range On-Grid*



The **SUNZET** range of solar **3 phase** inverters is designed to cover the needs of all mains-connected solar generation plants.

TECHNICAL DESCRIPTION

The **SUNZET range, from 20 to 100 KW**, combines design and versatility with ease of operation and modularity. An outstanding feature of **SUN ZET** inverters is their 96% efficiency with transformer (T model) and 98% (TL model) without one.

SUNZET inverters provide high reliability and guaranteed operation. Another outstanding function is the high-energy efficiency of its MPPT, which is over 99%.

Another important feature is its automatic regulation of reactive power and communications tools between it and the centralised supervision and control system. All its parameters are configurable both locally and remotely.

SUNZET inverters operate with an output voltage 3x400 V and comply with **R.D. 1578/2008**, obligation to support voltage sag not generating danger overvoltages in the disconnection from the electric line.

GENERAL TECHNICAL FEATURES

- Range of input voltage (300-700 VDC)
- Maximum power point tracking (MPPT)
- High energy efficiency MPPT > 99%
- Very low harmonic distortion, THD < 3%
- Selectable power factor
- Direct mains connection
- Possibility of unlimited parallel connection
- Anti-islanding protection with automatic shut down
- Monitoring from front of the unit
- Galvanic isolation through the transformer (T model)
- Current strings monitoring (with option "string monitor")
- IP21 protection level
- Protection against: inverse polarisation, short-circuits, overvoltages, insulation failure with output to relay
- Service life of more than 20 years
- Automatic reactive energy regulation
- PC-based Appletserver programme for displaying parameters, data records, etc.

ADVANTAGES

- Maximum efficiency
- Modularity
- MPPT efficiency > 99%
- Automatic reactive power
- Output voltage 400 V
- No Data logger is required for communicating equipment parameters
- Delta or star AC connection
- DC and AC protections included
- Works with thin layer modules
- ETHERNET and RS-485 communications ports for concentrating information with trackers



APPLICATIONS

- Mains connected solar generation plants

TECHNICAL SPECIFICATIONS



ELECTRICAL CHARACTERISTICS						
MODELS SUNZET (threephase) T/TL *	SUNZET 20 KVA	SUNZET 25 KVA	SUNZET 30 KVA	SUNZET 50 KVA	SUNZET 75 KVA	SUNZET 100 KVA
Continuous output power	20 KW AC	25 KW AC	30 KW AC	50 KW AC	75 KW AC	100 KW AC
Maximum recommended PV power			+5% a +20%			
Nominal DC power	21 KW DC	27 KW DC	31 KW DC	52 KW DC	78 KW DC	105 KW DC
Nominal AC voltage AC			T 380-400 V AC Threephase/ TL 400 V AC Threephase			
Nominal frequency			50 Hz			
Power factor			1 adjustable ± 0.8			
Maximum line current AC	36 AAC	45 AAC	54 AAC	89 AAC	135 AAC	180 AAC
Current distortion AC			< 3% THD of nominal power ⁽¹⁾			
Maximum open circuit voltage DC			800 V DC ⁽²⁾			
Power tracking range (MPPT) DC *			300 a 700 V DC			
Maximum input current DC	70 A DC	87 A DC	105A DC	175 A AC	262 A DC	350 A DC
Maximum number of parallel units	Nx20 KW	Nx25 KW	Nx30 KW	Nx50 KW	Nx75 KW	Nx100 KW
Maximum efficiency			96% (with transformer) T model 98 % (without transformer) TL model			
European efficiency			T > 94.95% / TL 96,78%			
ENVIRONMENTAL AND MECHANICAL FEATURES						
Range of ambient temperatures			-10°C a +50°C ⁽³⁾			
Type and grade of environmental protection			IP21			
Cabinet			Zigor Standard			
Estimated weight	T 270 Kg/ TL 230 Kg	T 290 Kg/ TL 250 Kg	T 310 Kg/ TL 270 Kg	T 390 kg/ TL 320 Kg	T 1020 Kg/ TL 490 Kg	
Dimensions (Height x Width x Depth) ⁽⁴⁾		2150 X 800 x 600		2150 x 800 x 800		T 2150 x 1200 x 600 / TL 2150 x 800 x 600
Operating height			<1000m without power loss			
Relative humidity			0 a 95% without condensation			
GENERAL FEATURES						
Refrigerating method			Internal forced ventilation			
			External fan control (6 Amax.)			
Protection functions			Polarity inverter			
			Over/Sub-voltage AC			
			Over/Sub-frequency			
			Oversupply DC			
User screen			Standard LCD			
Breakers (AC and DC)			Integrated in the system			
Communication software			Software for communication			
Equipment supervision SELF DIAGNOSTIC			Yes			
Data acquisition			SNMP			
SWS interface (option)			Ethernet			
			GSM modem (option)			
			Data logger			
			Monitoring programme			
External measurements			2 analogue inputs for monitoring (option)			
			Digital Inputs/Outputs			
STANDARDS AND SAFETY						
Applicable European Standards			EN 61000-3-2			
Electromagnetic Compatibility Directive			UNE-EN 612777			
			EN 61000-6-2 (Immunity Standard)			
Anti-islanding protection			VDE 0126-1-1:2006			
Low Voltage Directive			UNE-EN 50178			

(1). For THDV< 1%

(2). This photovoltaic field voltage value must not exceed under any circumstances 880 VDC

(3) Under 40°C, the system operates with nominal values, at 50°C nominal values are maintained for two hours

(4) Estimated dimensions of the equipment without packing

* Minimum voltage 250V working with thin film solar modules at nominal power

These specifications may be changed without notice. For any other technical need or modification of stocks, please contact us



7 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Ajuste de consumos	9
Tabla 2.-Inventario de luminarias.	13
Tabla 3.- Niveles de uniformidad según el área de estudio	15
Tabla 4.- Aspectos técnico-económicos del estado actual de iluminación	21
Tabla 5.- Aspectos técnico-económicos del sistema propuesto de iluminación.....	22
Tabla 6.- Ahorros.....	22
Tabla 7.- Presupuesto.....	23
Tabla 8.- Escenarios de estudio de viabilidad económica.....	23
Tabla 9.- Posibles horrores anuales por la sustitución de luminarias actuales por LED.....	24
Tabla 10.- VAN y TIR según la variación del IPC.	24
Tabla 11.- Ahorros según costes y consumo de energía con un variador de frecuencia.	30
Tabla 12.- Ahorro anual por la instalación del variador de frecuencia seún la variación del IPC.	30
Tabla 13.- VAN y TIR según variación del IPC.	31
Tabla 14.- Ahorro anual por la instalación del variador de velocidad y el motor de 5,5kW de calificación IE3 según la variación del IPC.	32
Tabla 15.- VAN y TIR según variación del IPC.	32
Tabla 16.- Ahorros según coste y consumo por la instalación del motor de 11kW de calificación IE3.	32
Tabla 17.- Ahorro anual por la instalación del motor de calificación IE3 según variación del IPC.	33
Tabla 18.- VAN y TIR según variación del IPC.	33
Tabla 19.- Datos del contrato, y potencia óptima.....	35
Tabla 20.- Potencia mensual y por periodo del maxímetro y facturada	36
Tabla 21.- Ahorro por optimización de la potencia.....	37
Tabla 22.- Resumen potencial de ahorro	37
Tabla 23.- Excesos mensuales de potencia consumida.....	38
Tabla 24.- Ahorro cambiando el horario de jornada laboral.....	40
Tabla 25.- Comparativa de precios de suministro eléctrico con distintas compañías	43
Tabla 26.- Ahorro anual con cambio de compañía suministradora	43
Tabla 27: Características mecánicas módulo I	48

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 28: Características principales de replanteo con módulo I.....	51
Tabla 29.- Características mecánicas del módulo FIRST SOLAR.	51
Tabla 30: Características principales de replanteo con módulo II.....	51
Tabla 31.- Características mecánicas del módulo WURTH SOLAR.	52
Tabla 32: Características principales de replanteo con módulo WURTH SOLAR.	52
Tabla 33: Características inversor propuesta I	53
Tabla 34: Propiedades módulo YINGLI SOLAR	53
Tabla 35: Limitaciones de configuración del sistema I.....	54
Tabla 36: Características inversor INGETEAM	54
Tabla 37: Propiedades módulo FIRST SOLAR	54
Tabla 38: Limitaciones de configuración del sistema II.....	55
Tabla 39: Características inversor FRONIUS USA	55
Tabla 40: Propiedades módulo WURTH SOLAR	55
Tabla 41: Limitaciones de configuración del sistema III.....	55
Tabla 42: Resultados de la simulación con PVsyst	56
Tabla 43.-Balance diario de consumos, demandas y costes de la energía durante los meses de invierno.	68
Tabla 44.- Balance diario de consumos, demandas y costes de la energía durante los meses de verano.	69
Tabla 45.- Cálculos referidos al préstamo.	71
Tabla 46.-Costes y ahorros año 1	71
Tabla 47.- Cálculo financiero con IPC 2,4% y variación del precio de la electricidad 5%.	72
Tabla 48.- Cálculo financiero con IPC 0% y variación del precio de la electricidad 0%.	73
Tabla 49.-Cálculo financiero de con el IPC 5% y la variación del precio de la electricidad 10%. 74	

ÍNDICE DE FIGURAS

8 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.-Proceso de desmineralización catión-anión.	5
Figura 2.-Desmineralizadores.....	5
Figura 3.-Tuberías para carga de agua para camión cisterna y para garrafas.....	6
Figura 4.-Tornillo sinfín para proceso de inyección.	6
Figura 5.-Gráfica comparativa consumos real, máximo/teórico y ajustado/equivalente.....	9
Figura 6.-Gráfica comparativa de ajuste de consumos máximo y ajustado.....	10
Figura 7.- Distribución de la potencia instalada por tipo de energía	10
Figura 8.- Distribución de la potencia instalada por tipología de equipo	10
Figura 9.- Distribución del consumo energético por tipo de energía.....	11
Figura 10.- Distribución del consumo energético por tipología de equipo	11
Figura 11.- Distribución de la potencia instalada por equipos eléctricos.....	11
Figura 12.- Distribución del consumo energético por equipos eléctricos	11
Figura 13.- Situación de la zona de trabajo en la nave.....	14
Figura 14.- Niveles de iluminación estipulados por la norma UNE-EN 12464-1	14
Figura 15.- Situación de la zona de paso y almacenaje en la nave.....	15
Figura 16.- Valores de iluminación estipulados por la norma UNE-EN 12464-1 para área de almacenamiento con estanterías.....	15
Figura 17.- Disposición actual de luminarias en la nave.....	16
Figura 18.- Simulación de la situación actual.	16
Figura 19.- Valores de iluminancia, uniformidad y factor de deslumbramiento con la situación actual de iluminación	17
Figura 20.- Simulación en la zona de trabajo para la situación actual.	17
Figura 21.- Datos de iluminancia y uniformidad en la zona de trabajo con la situación de iluminación actual	17
Figura 22.- Simulación en la Zona de paso y almacenaje para la situación actual.	18
Figura 23.- Valores de iluminancia y uniformidad en la zona de paso y almacenaje con la situación de iluminación actual.....	18
Figura 24.- Datos técnicos luminaria PHILIPS.....	19
Figura 25.- Simulación con incorporación luminarias LED.	19
Figura 26.- Valores de iluminancia, uniformidad y factor de deslumbramiento con la incorporación de luminarias LED.	19

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 27.- Simulación de la zona de trabajo con la incorporación de luminarias LED.....	20
Figura 28.- Valores de iluminancia y uniformidad con la situación propuesta (LED)	20
Figura 29.- Simulación en la zona de paso y almacenaje con la incorporación de luminarias LED.	20
Figura 30.- Valores de iluminancia y uniformidad en la zona de paso y almacenaje con la situación propuesta.....	20
Figura 31.- Simulación con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura.....	25
Figura 32.- Valores de iluminancia, uniformidad y factor de deslumbramiento con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura	25
Figura 33.- Simulación de la zona de trabajo con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura.....	26
Figura 34.- Valores de iluminancia y uniformidad en la zona de trabajo con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura	26
Figura 35.- Simulación en la zona de paso y almacenaje con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura.....	26
Figura 36.- Valores de iluminancia y uniformidad con las luminarias actuales dispuestas a 5m de altura.....	26
Figura 37: Evolución del consumo diario de energía total y del consumo diario de energía en la inyectora	27
Figura 38: Evolución de la demanda de energía en la planta durante una hora en periodo nocturno.....	27
Figura 39: Evolución del consumo de energía activa de las bombas de osmosis.....	28
Figura 40: Evolución del consumo de energía reactiva de las bombas de osmosis	28
Figura 41: Evolución del factor de potencia de las bombas de osmosis	29
Figura 42.- Ahorros según coste y consumos de energía con el motor IE3 y variador de frecuencia.....	31
Figura 43.- Datos factura eléctrica en la situación actual	35
Figura 44.- Jornada laboral actual y propuesta	39
Figura 45.- Evolución del consumo diario de energía [KW]	39
Figura 46.- Simulación de consumo con horario desplazado	39
Figura 47.- Características de suministro eléctrico de Aura Energía.....	41
Figura 48.-Características de suministro eléctrico de Nexus Energía.....	42
Figura 49: Demanda de energía diaria [kW/h]	44
Figura 51.- Fachada nave IBERIA AGUA S.L.	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 52.-Cubierta nave IBERIA AGUA S.L.....	46
Figura 53: Distribución del espacio en cubierta - Opción 1.....	46
Figura 54: Distribución del espacio en cubierta - Opción 2	47
Figura 55: Inclinación y orientación de los módulos	47
Figura 56: Optimización respecto a la inclinación y orientación del plano	48
Figura 57: Distancia entre módulos	49
Figura 60.- Módulo YINGLI SOLAR YL180P-23b.	57
Figura 61.- Dimensiones módulo YINGLI SOLAR YL180P-23b.....	57
Figura 62.- Inversor Zigor Sunzez TL.....	57
Figura 63.-Producción normalizada.	58
Figura 64.- Pérdidas generadas en el proceso de producción.	58
Figura 65.- Disposición de los módulos en cubierta.....	59
Figura 66.- Render vista de la cubierta el 21 de Diciembre a las 9.00 horas.....	59
Figura 67.- Perspectiva frontal y trasera de la nave con los módulos en cubierta el 21 de Diciembre a las 9.00 horas.....	59
Figura 69.- Ejemplo de instalación de cables unipolares en canalizaciones de instalaciones ordinarias	60
Figura 71.-Peaje de respaldo para cada tipo de contrato y periodo.....	67
Figura 72.-Peaje de acceso para cada periodo tarifario.....	67
Figura 73.-Demanda y producción de energía diaria durante los meses de invierno.....	68
Figura 74.-Demanda y producción de energía diaria durante los meses de verano.....	69