

MEMORIA DE CÁLCULO

Autor : Jose Manuel Jaranay Rosa

Tutor : María del Carmen Morón Romero

Índice

1.Instalación fotovoltaica conectada a red	3
1.1. Características	3
1.2. Elección de componentes	4
1.2.1. Determinación de la interconexión de los módulos	6
1.3. Orientación e inclinación óptimas	7
1.4. Cálculo de pérdidas por sombras	10
1.4.1 Distancia mínima entre filas módulos	10
1.5. Fuerza del viento y cálculo de la zapata	12
1.6. Dimensionado de cables	14
1.6.1 Cables para los circuitos de corriente continua	14
1.6.2 Cables para los circuitos de corriente alterna	16
1.6.2.1 Línea inversor transformador	16
1.6.2.2 Línea transformador centro de transformación	17
1.6.3 Línea de puesta a tierra	18
1.7. Protecciones	19
2. Rentabilidad de la instalación	20
2.1. Cálculo de la energía anual producida	20
2.1.1. Rendimiento energético de la instalación	20
2.2. Estudio de viabilidad económica	24
2.2.1. Estudio básico considerado sólo el ahorro	24
2.2.2. Estudio considerados incentivos	24

1. Instalación fotovoltaica conectada a red.

1.1 Características

Para simular la instalación fotovoltaica conectada a red se piensa en usar una de las azoteas disponibles en la Escuela Politécnica Superior (EPS). Esta zona es transitable y hay ubicadas varias consolas de equipos de climatización y la campana extractora de una máquina de laboratorio, las cuales se obviarán para simplificar dicha simulación. La superficie total disponible en esta azotea es de 1395 m².

Gracias a la Oficina de Mantenimiento de la Universidad de Sevilla se dispone de los consumos de la EPS durante el periodo de un año, desde septiembre de 2013 hasta agosto de 2014 y el precio de la energía variable (kWh), sobre el cual se simulará el ahorro y complementará con los incentivos previstos por la Junta de Andalucía mediante la Consejería competente en materia de energía, en concreto incentivos para el desarrollo energético sostenible en Andalucía en su convocatoria 2009-2014. Para optar a este incentivo más del 70% de la energía producida debe ser consumida en la propia ubicación, lo cual con una primera estimación en diversos programas se cumple con creces, de hecho el 100% de la energía se consume en el acto a excepción de casos puntuales en días de bajo consumo en los que una parte será necesaria verterla a red.

CONSUMO DE LA EPS kWh (2013-2014)	
Septiembre	63309
Octubre	64742
Noviembre	54489
Diciembre	46587
Enero	52109
Febrero	48838
Marzo	52590
Abril	49362
Mayo	53044
Junio	57561
Julio	47054
Agosto	27124

Tabla 1. Consumo eléctrico Escuela Politécnica Superior (EPS) Periodo comprendido entre septiembre de 2013 y agosto 2014.

La potencia nominal del generador será de 54000 W y viene determinada por el número de módulos fotovoltaicos y la potencia máxima de cada uno de ellos.

La potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal será de 51000 W, que es la suma de la potencia nominal de los inversores en condiciones normales de funcionamiento. La potencia pico de los módulos debe ser entre

un 5% y un 20% mayor que dicha potencia nominal. En este caso se consigue gracias a la configuración de los inversores que se eligen.

El uso de un conjunto de inversores cuya potencia normal es menor a la del generador proporciona un ajuste más adecuado de la potencia de funcionamiento real

La potencia máxima del módulo que proporciona el fabricante está dada a 25°C lo que responde a una situación bastante improbable en la ubicación del generador, ya que con una irradiación de 1000 W/m² sería necesario estar a una temperatura ambiente exterior entre -10 y 0°C para encontrar la célula a 25°. La caída de tensión del módulo respecto a la temperatura hace que la potencia de salida sea sensiblemente inferior a la potencia dada por el fabricante.

También existen pérdidas de potencia por desacople de los módulos en las configuraciones serie-paralelo, caídas de tensión en conductores y otra serie de factores que reducen la potencia máxima disponible a la entrada del inversor.

La azotea en la que está ubicado el generador no tiene sombras, solamente la correspondiente al pretil y la de los propios módulos, la cual se detalla más adelante en este documento.

Según la referencia catastral del inmueble el año de construcción de la EPS es 1940. El Código Técnico de la Edificación no estaba aún establecido. Recientemente una empresa constructora realizó pruebas de cargas estructurales en esta azotea, con lo cual se considera admisible la carga a soportar, la cual ha sido minorada mediante del uso de las estructuras fijas soporte para los módulos.

1.2. Elección de componentes.

De acuerdo al apartado 1.1 se emplearán módulos fotovoltaicos monocristalinos de la marca Ateresa modelo A300M GSE, después de estudiar modelos de fabricantes como Ateresa, Isofotón, Solarmax, Suntech, Trinasolar, Yingli etc todos con características muy similares.

Al ser módulos monocristalinos, además de ser más económicos se consigue una producción de energía más regular. En la tabla 2 se pueden observar algunas características.

Características	A300M GSE
Potencia máxima (Pmax)	300 W
Tensión máxima potencia(Vmp)	37,57V
Corriente máxima potencia (Imp)	7,99 A ^a
Tensión de circuito abierto(Voc)	45,67 V
Corriente en cortocircuito (Isc)	8,53 A
Eficiencia del módulo (%)	15.41

Tabla 2. Algunas características de los módulos Atersa A300M GSE. Para características completas consultar Anexos.

El inversor trifásico elegido es KS SERIES KS17000 de EFFEKTA. Se elige este tipo de inversor por ser el que más se ajusta a nuestro generador.

	Características inversor	Solar series KS 17000
Entrada DC	Potencia (módulo STP) max. (W)	17000
	Número de tracker MMP	3
	Tensión DC max. VDC	900
	Corriente DC máx. [A]	17x3
Salida AC	Potencia nominal AC [W]	17000
	Factor de potencia(cosφ),ajustable	0.9inductivo-0.9capacitivo
	Corriente max. en salida [A]	24
	Tensión nominal AC	400 VAC
	Euro eficiencia	>97.6%

Tabla 3. Algunas características del inversor Solar series KS 17000. Para características completas consultar Anexos.

Hace falta un transformador que mejore la calidad de la señal senoidal de los inversores y un aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica. Se ha elegido un transformador trifásico de aislamiento IP-54

Características	Polylux TTZ-63
Potencia	63 KVA
Tensión entrada	400 V
Tensión salida	400 V + N
Peso	512 kg
Frecuencias	50-60 Hz
Grupo de conexión	Yyn0

Tabla 4. Características transformador Polylux TTZ-63. Para características completas consultar anexos.

1.2.1. Determinación de la interconexión de los módulos fotovoltaicos

El número de módulos fotovoltaicos que tendrá el generador es de 180. Estos han de agruparse en serie y paralelo para aprovechar, de la mejor manera posible, las tensiones e intensidades suministradas.

Se busca formar ramas con el mayor número posible de módulos en serie. De este modo, la tensión total de cada rama es mayor, al ser la suma de la generada por cada módulo. La intensidad que circula será menor para la misma potencia y las pérdidas en corriente continua serán menores.

Los módulos se agruparán en ramas de 20 en serie, cada rama se conectará a un tracker. Cada inversor posee 3 trackers MMP, con lo cual se conectan los 180 módulos.

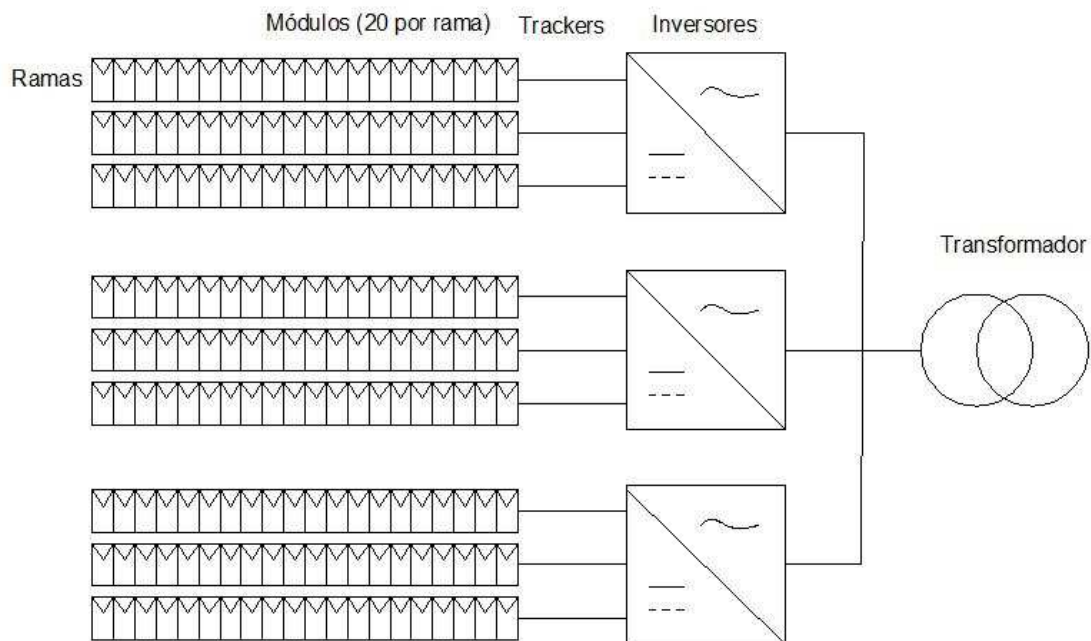


Figura 1. Interconexionado módulos a inversores.

1.3. Orientación e inclinación óptimas

Para conseguir la máxima producción de energía eléctrica anual interesa tomar la orientación e inclinación óptima en los módulos, para ello se tomará como referencia el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT) del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), edición: Julio 2011.

El ángulo de inclinación β es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para los módulos horizontales y 90° para verticales.

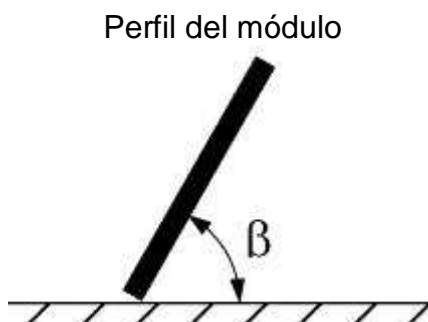


Figura 2. Ángulo de inclinación.

El ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal de la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

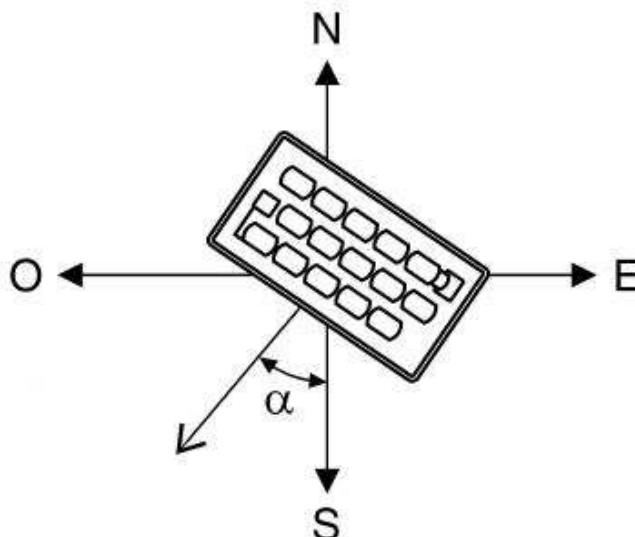


Figura 3. Ángulo de azimut.

Se toman los datos del “Sistema de Información geográfica fotovoltaica” sobre la radiación solar recibida sobre una superficie con distintos valores de inclinación, en una latitud determinada (Sevilla), tomando azimut = 0°

Inclinación	0°	10°	20°	30°	40°	50°
Mes	Irradiación Global (kWh/m ² /día) media					
Enero	2,55	3,01	3,51	4,13	4,22	4,42
Febrero	3,54	3,57	3,97	5,11	4,49	4,58
Marzo	4,99	5,03	5,37	6,1	5,67	5,61
Abril	5,91	5,46	5,56	6,33	5,40	5,14
Mayo	7,08	6,82	6,75	6,86	6,18	5,68
Junio	7,98	7,24	7,05	7,34	6,25	5,64
Julio	8,15	7,05	6,92	7,65	6,22	5,67
Agosto	7,24	6,55	6,60	7,47	6,26	5,87
Septiembre	5,49	5,46	5,74	6,46	5,88	5,73
Octubre	4,14	4,37	4,81	5,64	5,34	5,40
Noviembre	2,88	2,97	3,38	4,56	3,97	4,12
Diciembre	2,29	2,57	3,00	3,91	3,65	3,83
Media anual	5,22	5,02	5,23	5,97	5,33	5,14

Tabla 5.

Con una inclinación de 30° se consigue la mayor cantidad de energía anual. Ahora se comprueba mediante el PCT que estamos en los límites aceptables. De acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima. Para ello se utilizará la figura 4, válida para una latitud, ϕ , de 41° de la siguiente forma:

Conocido el azimut en la figura 4 los límites para la inclinación en el caso de $N = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

– Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $N = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado siguiente.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Inclinación máxima = Inclinación ($N = 41^\circ$) – ($41^\circ -$ latitud).

Inclinación mínima = Inclinación ($N = 41^\circ$) – ($41^\circ -$ latitud), siendo 0° su valor mínimo

En nuestro caso:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 37.4) = 56.4^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 37.4) = 3.4^\circ$$

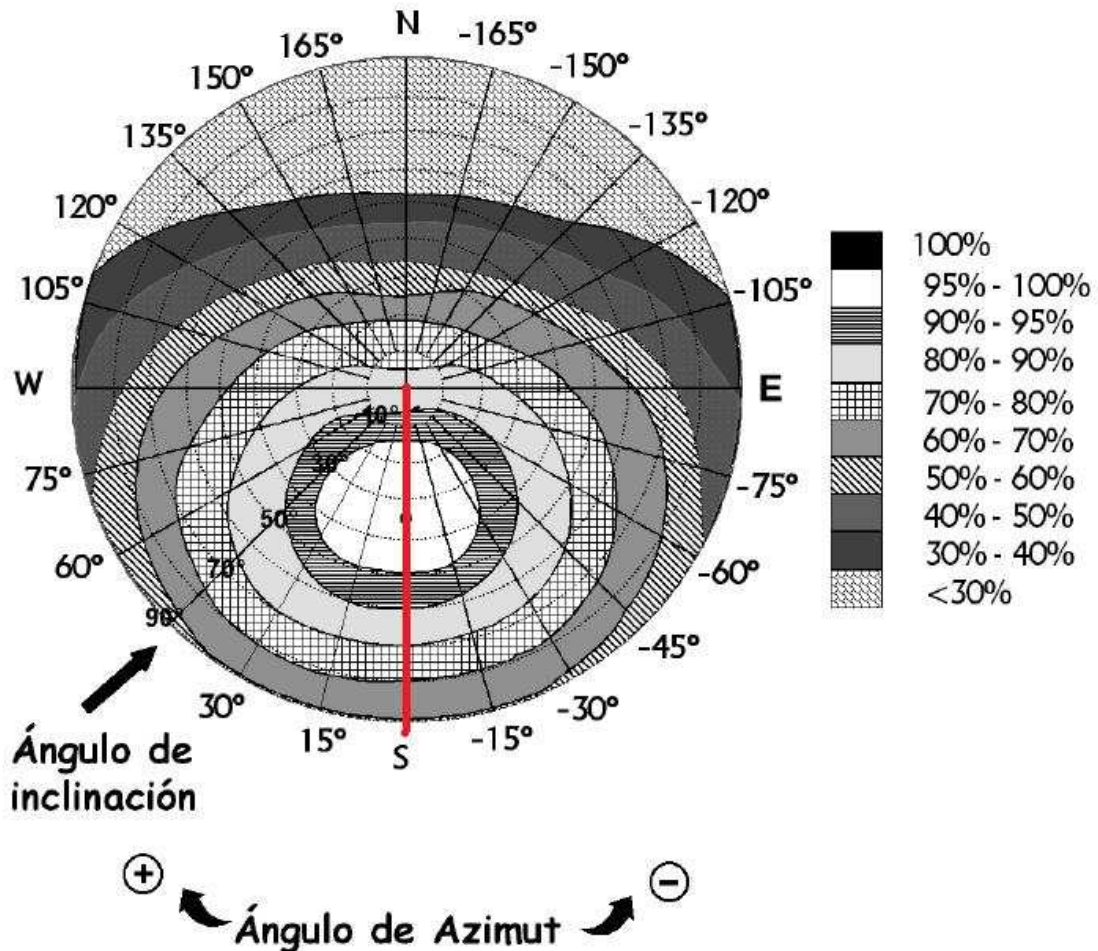


Figura 4. Límites para la inclinación con azimut = 0°

Se utiliza la figura 4 para ver que con un ángulo de azimut igual a 0 (orientación sur) y con una inclinación próxima a los 35° se conseguiría un 100% de eficiencia, pero hay que tener en cuenta que se trata de una latitud de 41° con lo cual se ha de corregir a la de Sevilla 37°. Se resta 4° al ángulo de inclinación óptimo y se obtiene un ángulo de 31° con un azimut de 0°.

1.4. Cálculo de pérdidas por sombras

En el PCT se describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes.

Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias aparentes del Sol.

Para obtener dicho perfil habría que localizar los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). A continuación habría que ubicar el objeto en el diagrama proporcionado conociendo su azimuth respecto al centro de la instalación y su elevación desde el plano de la misma.

El diagrama contiene unas porciones que representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Finalmente habría que sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. Para ver el método completo consultar PCT del IDAE.

En nuestro caso no existen sombras circundantes, tan solo el pretil para el cual se calculará la distancia mínima para que no provoque ninguna sombra en el generador fotovoltaico.

1.4.1. Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre fila de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que en este caso se le asigna el valor $k=1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

De la tabla del PCT se extrae el valor k para nuestra latitud 37° que es $k=2.246$

Asimismo la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \cdot k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

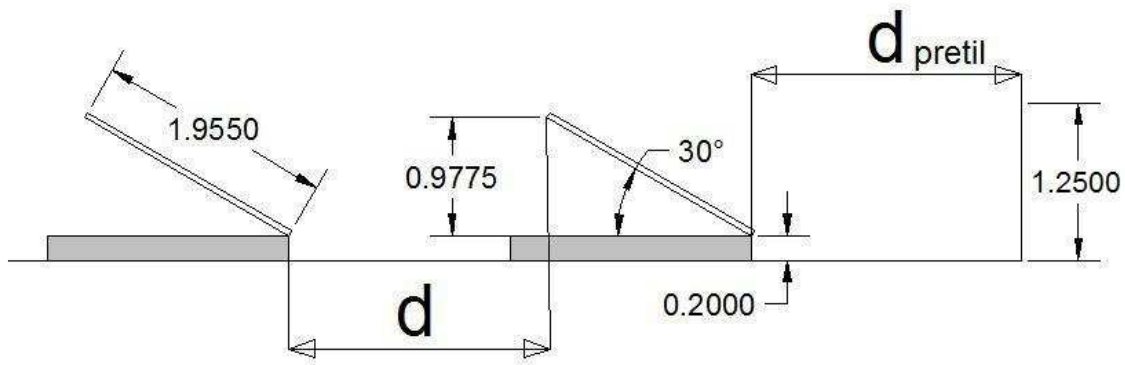


Figura 5. Distancia entre filas de módulos y entre filas y pretil (m).

Para la distancia entre filas de módulos:

$$\text{Altura} \rightarrow h = L_{\text{módulo}} \cdot \sin 30^\circ = 1955 \cdot \sin 30^\circ = 0,9775$$

$$\text{Distancia mínima entre filas} \rightarrow d = h \cdot k = 0,9775 \cdot 2,246 = 2,19 \sim 2,20$$

Para la distancia entre el pretil y las filas de módulos:

$$\text{Altura} \rightarrow h = \text{Altura pretil} - \text{altura zapata} = 1,25 - 0,2 = 1,05$$

$$\text{Distancia mínima entre pretil y fila de módulos} \rightarrow d = 1,05 \cdot 2,246 = 2,358 \sim 2,35$$

Se redondea a la baja porque realmente el inicio de la fila de módulos está algo más elevado, pero se ha tomado la altura de la zapata.

1.5. Fuerza del viento y cálculo de la zapata.

Se han de determinar los esfuerzos que deben soportar los anclajes de las estructuras soporte. En todo caso se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación (CTE) respecto a seguridad.

El cálculo sobre la fuerza del viento se hace en la dirección norte a sur, que ejerce fuerza de tracción sobre los anclajes y es la dirección más desfavorable.

Aunque en la zona donde se realiza la instalación fotovoltaica en los últimos años el viento nunca ha sobrepasado los 100 km/h. Según datos históricos de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) la racha máxima de viento se produjo el 6 de noviembre de 1966 con una velocidad de 136 km/h. Aun así se harán cálculos para soportar vientos de hasta 150 km/h. Para calcular dicha fuerza se hacen los siguientes cálculos:

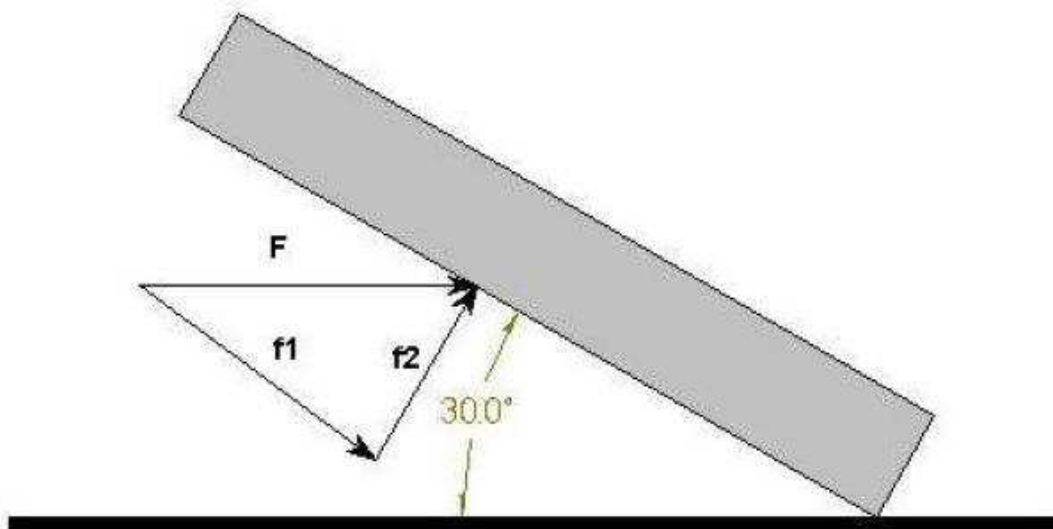


Figura 6. Acciones del viento sobre los módulos.

F: Fuerza del viento.

f1: Componente tangencial a la superficie del módulo

f2: Componente normal a la superficie del módulo

P_v : Fuerza del viento en N/m^2 que es $P_v = v^2/16 \cdot g$;

v: Velocidad del viento en m/s. En nuestro caso $v = 150 \text{ km/h} = 41,67 \text{ m/s}$

g: Gravedad = $9,81 \text{ m/s}^2$

S_{ver} : Superficie vertical del módulo, es decir, la superficie del módulo multiplicada por el $\text{sen}30^\circ$

$S_{ver} = (0,995 \cdot 1,955) \text{ m}^2 \cdot \text{sen}30^\circ = 0,973 \text{ m}^2$

$P_v = 41,67^2 \times 9,8 / 16 = 1063,54 \text{ N/m}^2$

$F = P_v \cdot S_{ver} = 1034,81 \text{ N}$

f2: $F \cdot \text{sen}30^\circ = 517,4 \text{ N}$ por módulo fotovoltaico.

Las estructuras pueden disponer entre 2 ó 3 módulos, con lo cual deberá soportar 1034,8 N ó 1552,2N respectivamente.

Seguidamente se calcula el peso de la zapata asegurando que el viento no pueda mover la estructura soporte y a la vez ajustándolo para no sobrecargar la azotea.

Para cada estructura soporte se harán dos zapatas. La posición de las mismas será norte-sur, de manera que una misma zapata una los apoyos delanteros y traseros de los soportes.

El volumen de la zapata será:

$$V_{\text{zapata}} = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,4 = 0,16 \text{ m}^3$$

Longitud = 2m

Altura = 0,20 m

Ancho = 0,4m

La densidad del hormigón es $\rho = 2400 \text{ kg/m}^3$ y para pasarlo a Newton se multiplica por la aceleración de la gravedad $g = 9.81 \text{ m/s}^2$.

$$\text{Peso}_{\text{zapata}} = 0,16 \cdot 2400 \cdot 9,81 = 3767 \text{ N}$$

Se comprueba así que la fuerza del viento sobre el módulo no puede hacer volcar la estructura gracias al peso de las zapatas. El viento ejerce una fuerza $F_v = 517,4 \text{ N}$, si fuera a una velocidad de 150 km/h perpendicular a cada módulo, que multiplicado por la distancia que hay entre el centro de gravedad del módulo y el extremo de la zapata (D_{cmz}) se obtiene un momento M_v , que debe ser inferior al momento que ejerce la zapata sobre el mismo punto de vuelco M_z .

$$M_v < M_z \rightarrow M_v = F \cdot D_{\text{cmz}} \text{ y } M_z = P_z \cdot D_{\text{cz}}$$

$$M_v = F_v (l_m/2) \cdot 3 = 517,4 (1,955/2) \cdot 3 = 1517,27 \text{ Nm}$$

Siendo l_m la longitud del módulo.

$D_{\text{cmz}} \rightarrow$ distancia desde el centro del módulo al extremo de la zapata.

$D_{\text{cz}} \rightarrow$ distancia desde el centro de la zapata al extremo de la misma.

La distancia desde el centro de gravedad del módulo y el apoyo en la zapata es $l_m/2$, y se multiplica por 3 por ser el cálculo para los 3 módulos que pueden llevar las estructuras soporte.

El momento de la zapata sobre el mismo punto de vuelco es:

$$M_z = v_z \cdot D_z \cdot l_z/2 = (0,4 \cdot 0,2 \cdot 2) \cdot 2400 \cdot 9.81 \cdot 2/2 = 3767 \text{ Nm}$$

Como resultado final se relaciona el momento de las dos zapatas con el momento del viento.

$$2 M_z / M_v = 2 \cdot 3767 / 1517.27 = 4.96$$

Lo que significa que dos zapatas pueden llegar a sujetar 2 estructuras más 4 módulos cada una. Se conserva esta relación para mayorar la seguridad y por no suponer un incremento considerable de presupuesto ni de peso.

1.6. Dimensionado de cables.

Se conocen las distancias entre las filas de módulos, el número total de módulos a instalar y el espacio ocupado por los mismos. También se conocen las potencias que maneja cada segmento de la instalación. Con esta información se puede calcular la sección de los conductores para los tramos de corriente continua y para los de corriente alterna.

Estas secciones deben asegurar que la caída de tensión de cada tramo no supere los límites establecidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RBT), siguiendo también el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA. Además, deben permitir que la corriente que circula por los mismos no produzca un calentamiento excesivo que pueda llegar a dañarlos.

1.6.1 Cables para los circuitos de corriente continua

La parte de corriente continua en la instalación es la que está sometida a las condiciones más duras. Para elegir adecuadamente los tipos de cables a emplear se considerarán las siguientes situaciones:

Para los cables que van colocados directamente al aire se elegirán aquellos que garanticen una durabilidad de unos 30 años.

En condiciones ideales los módulos producirán 300 W de potencia cada uno. El generador posee 180 módulos conectados a 3 inversores a través de ramas de 20 módulos en serie que se conectan a cada uno de los trackers que poseen dichos inversores. Se calculará el cable de cada rama y se aplicará a las 9 ramas.

Para ello aplicaremos criterios de caída de tensión, intensidad máxima en cortocircuito e intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente.

Características	A300M GSE
Potencia máxima (P_{max})	300W
Tensión máxima potencia (V_{mp})	37,57V
Corriente máxima potencia (I_{mp})	7,99 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	45,67 V
Corriente en cortocircuito (I_{sc})	8,53 A
Eficiencia del módulo (%)	15.41

Tabla 6.

Cálculo de sección por caída de tensión

$$\text{Sección (mm}^2\text{)} = 2 \cdot L \cdot I_{\text{máx}} \cdot (\lambda T \cdot \Delta V)$$

L: longitud del cable. El cálculo se realiza para la longitud mayor 96 metros.

$I_{\text{máx}}$: Intensidad máxima que llegaría a conducir en condiciones ideales. Como son ramas conectadas directamente a los trackers con 20 módulos en serie la intensidad será $I_{\text{máx}} = 7,99 \text{ A}$

λT : Conductividad del cobre, según la temperatura a mayor temperatura peor conductividad. $\lambda T_{40^\circ} = 52$

ΔV : Máxima caída de tensión que para este caso es del 1.5% $\Delta V = 0,015 \cdot 37,57 \cdot 20 = 11,271 \text{ V}$

Sección = $2 \cdot 96 \cdot 7,99 / (52 \cdot 11,271) = 2,617 \text{ mm}^2$. El fabricante recomienda un cable mínimo de 4 mm^2

Cálculo de sección por calentamiento:

Según indica la tabla 1 del ITC-19 de intensidades admisibles para una temperatura ambiente de 40°C y para distintos tipos de cables, métodos de instalación y agrupamientos, para este caso de 4 mm^2 se opta por 2x PVC que soporta con creces la intensidad que generan los 20 módulos; intensidad admisible 24 A

Cálculo de sección por intensidad máxima de cortocircuito:

La expresión que relaciona los distintos parámetros que afectan al conductor durante el cortocircuito es:

$$I_{\text{sc}}^2 \cdot t < (KS)^2$$

Donde:

I_{sc} : Intensidad máxima de cortocircuito en Amperios [A]

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados.

K: Constante del material conductor (XLPE = 142).

T: Tiempo que transcurre desde que se produce el cortocircuito hasta que actúa la protección magnetotérmica en segundos [s].

El tiempo de cortocircuito del magnetotérmico es de 0.5 seg.

La intensidad de cortocircuito de los módulos en las ramas es de 7,99 A.

Entonces:

$$S \geq \frac{I_{\text{sc}} \sqrt{t}}{K} = \frac{8,584 \sqrt{0,5}}{142} = 0,042 \text{ mm}^2$$

La sección comercial superior a la calculada sería de $1,5 \text{ mm}^2$.

Finalmente se opta por una sección de 4 mm^2 , siendo la recomendada por el fabricante y superando a la más restrictiva en todos los apartados.

Según la ITC-21, tabla 2 del RBT serán necesarios tubos de 16 mm de diámetro.

1.6.2. Cables para los circuitos de corriente alterna

El cableado para los tramos en corriente alterna, desde el inversor al transformador y posteriormente desde el transformador hasta la conexión a red debe cumplir con lo prescrito en el RBT según su ubicación y su forma de colocación.

Como se va a instalar a la intemperie, debe cumplir con la instrucción ITC-BT-30 sobre instalaciones en locales de características especiales. La instalación de los cables a la intemperie tiene la misma consideración que su colocación en locales mojados.

1.6.2.1. Línea Inversor-Transformador.

Es la línea trifásica que conecta los inversores con el transformador. Los tres inversores tienen una salida de 17.000 W de potencia máxima. El transformador se ubicará lo más cerca posible de los inversores para así reducir la distancia de los cables conductores de corriente alterna y reducir la impedancia en la red.

Los cables deben estar dimensionados para soportar una intensidad superior a la nominal del 125%.

$$I_n = P / (\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi) = 17000 / (\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9) = 27,26 \text{ A}$$

I_n : Intensidad nominal.

V: Tensión de salida del inversor, 400 V.

$\cos\phi$: Según datos del fabricante 0.9.

Potencia de salida del inversor $P = 17.000 \text{ W}$

$$I_n \cdot 1,25 = 27,26 \cdot 1,25 = 34,075 \text{ A}$$

Cálculo de sección por caída de tensión:

La sección de los cables será:

$$\text{Sección (mm}^2\text{)} = \sqrt{3} \cdot \cos\phi \cdot L \cdot I / (\lambda T \cdot \Delta V) = \sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 23 \cdot 34,075 / (52 \cdot 6) = 3,91 \text{ mm}^2$$

L: Longitud del cable AC, es de 23 m

ΔV : Caída de tensión $\Delta V = 0,015 \cdot 400 = 6 \text{ V}$

λT : Conductividad del cobre según la temperatura $\rightarrow \lambda_{40} = 52$

Se toma la medida comercial inmediatamente superior 4 mm^2 .

Cálculo de sección por calentamiento:

La sección de 4 mm^2 tiene un límite de 30° , con lo cual se necesita aumentar la sección a 6 mm^2 , cuya intensidad admisible es de 37 A.

Cálculo intensidad máxima de cortocircuito:

Con una sección de 6 mm^2 los conductores admiten una intensidad de cortocircuito hasta 1,215 A durante 0.5 segundos.

Según la ITC-21, tabla 2 del RBT el tubo será rígido y de diámetro exterior 20 mm.

1.6.2.2. Línea Transformador-Centro de transformación

Los cables deben estar dimensionados para soportar una intensidad superior a la nominal del 125%.

$$I_n = P / (\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi) = 54000 / (\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9) = 86.6 \text{ A}$$

I_n : Intensidad nominal.

V: Tensión de salida del inversor, 400 V.

$\cos\phi$: Según datos del fabricante 0.9.

Potencia de salida del inversor $P = 54.000 \text{ W}$

$$I_n \cdot 1.25 = 86,6 \cdot 1,25 = 108,25 \text{ A}$$

Cálculo de sección por caída de tensión:

La sección de los cables será:

$$\text{Sección (mm}^2\text{)} = \sqrt{3} \cdot \cos\phi \cdot L \cdot I / (\lambda T \cdot \Delta V) = \sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 70 \cdot 108,25 / (52 \cdot 6) = 37,86 \text{ mm}^2$$

L: Longitud del cable AC, es de 70 m

ΔV : Caída de tensión $\Delta V = 0,015 \cdot 400 = 6 \text{ V}$

λT : Conductividad del cobre según la temperatura $\rightarrow \lambda_{40} = 52$

Se toma la medida comercial inmediatamente superior 50 mm^2 .

Cálculo de sección por calentamiento:

El cable multiconductor XLPE trifásico admite intensidades de hasta 133A.

Cálculo intensidad máxima de cortocircuito:

Las normas de Endesa imponen que el conductor debe aguantar una $I_{cc} = 6000 \text{ A}$

$$S = I_{cc} / 202,5 = 29,6 \text{ mm}^2$$

Se coloca el cable trifásico con neutro de 70 m de longitud del material XLPE con multiconductores para montaje superficial con una sección de 50 mm^2 admitiendo una intensidad de hasta 133 A.

El tubo en canalizaciones fijas en superficie correspondiente según ITC BT 21 tabla 2 sería de diámetro exterior 50 mm.

1.6.3. Línea de puesta a tierra.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Se debe conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico. Esto es debe proteger a las personas si hubiera una derivación de algún tipo en los equipos usados.

Siguiendo la ITC-BT-18 del RBT se ubicarán picas en el jardín trasero de la cafetería de la Escuela Politécnica Superior (EPS), teniendo en cuenta la ubicación del centro de transformación.

Según la tabla 4 se considera el jardín un terraplén cultivable poco fértil, con una resistividad media de 500 Ohm·m. Cada pica vertical tiene una resistencia de $R = \rho/L$.

L: Longitud de la pica.

La intensidad I es de 300mA, pues con una intensidad mayor actúa el diferencial.

$$I \cdot R < 24 \text{ V} \rightarrow R_{\max} = 80 \Omega$$

Se usan 4 picas de cobre de dos metros de longitud cada una.

$$R_{\text{pica}} = (500/2)/4 = 62.5 \Omega$$

$$R_{\text{cable-módulos}} = 45/(4 \cdot 52) = 0,22 \Omega$$

$$R_{\text{cable-ca}} = 72/(16 \cdot 52) = 0,087 \Omega$$

$$R_{\text{cable-total}} = 0,31 \Omega$$

$$R_{\max} > R_{\text{cable}} + R_{\text{pica}} = 62,81 \Omega$$

Para el caso de la línea de tierra de los módulos los cables serán los recomendados por el fabricante No.12 AWG (American Wire Gauge) (3.5mm², se toma 4mm² el inmediatamente superior)

1.7 Protecciones

Se dotará a la instalación de los sistemas de protección pertinentes cumpliendo los requisitos del Real Decreto-Ley 1699/2011.

La primera protección es la separación galvánica que proporciona el transformador de aislamiento entre el centro de transformación de la EPS y la instalación fotovoltaica.

Para la línea Transformador-Centro de Transformación se instalan las siguientes protecciones:

Para proteger la línea de sobretensiones y cortocircuitos se elige un interruptor magnetotérmico Schneider 4P (100 A), con un poder de corte de 10kA. Un interruptor se instala dentro del cuadro de contadores, con acceso único al personal de Endesa, con curva C, y otro en el cuadro de protecciones AC, con curva B. De esta forma en caso de sobretensiones o cortocircuitos actúa el magnetotérmico del cuadro de protecciones AC antes, al cual tiene acceso el personal del centro.

Protección para personas: un interruptor Diferencial iLD clase AC, Calibre (100 A) 4P, sensibilidad (300 mA) Schneider

Para la línea Inversores-Transformador se incluyen las protecciones integradas proporcionando protección para la línea CC y para esta misma ante sobretensiones, además de un control sobre la tensión de salida. El inversor también controla la frecuencia de salida cumpliendo lo expuesto en el RDL 1699/2011 desconectándose si no fuera así.

Para el circuito de corriente continua se incluye un portafusible para cada rama de 20 módulos de Moeller tipo C10_PV en concreto el modelo C10-FD/20, que contiene un Led que se enciende en caso de tensión superior a 400V. Este portafusible lleva un único fusible tipo 10x38mm de 10 A para los dos polos. Se instalará un seccionador cableado en caja SOL de 20 A para 1 entrada, para cada rama de 20 módulos.

2. Rentabilidad de la instalación

Cálculo de la producción anual esperada, se seguirán las indicaciones del PCT del IDEA.

$$Ep = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{cem}} \quad kWh/día$$

G_{dm} = Irradiancia diaria media en función de α y β

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

α Ángulo azimut, = 30°

β Ángulo de inclinación horizontal, = 0°

PR = Rendimiento energético de la instalación

2.1. Cálculo de la energía anual producida

Para los cálculos de la producción anual de la instalación fotovoltaica se tendrá en cuenta las pérdidas por distintos motivos que se explican a continuación:

2.1.1. Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Pérdidas por dispersión de potencia:

La tolerancia en la potencia de los módulos Ateresa garantizan 300 W con una tolerancia de 0/+5% , por tanto en el caso más desfavorable no hay pérdida de potencia.

Pérdidas por temperatura.

Las pérdidas por temperatura se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$L_{tem} = g (T_c - 25)$$

L_{tem} pérdida por temperatura del módulo fotovoltaico

T_c , temperatura del módulo. Para T_c menores de 25°C no hay pérdidas por temperatura.

g , coeficiente de temperatura de la potencia en 1°C $g = 0,0045$

$$T_c = T_{amb} + ((TONC - 20) E / 800)$$

TONC, temperatura de operación nominal del módulo. TONC = 45°C .

E Irradiancia solar en W/m^2 , medida con la CTE calibrada. Para este caso se hace una media de la energía radiada en las placas entre el número de horas que hay desde la salida hasta la puesta de sol.

Mes	E	Tamb	Tc	Ltem
Ene	393,33	12	24,29	0
Feb	535,56	13	29,74	0,02
Mar	508,18	16	31,88	0,03
Abr	486,92	18	33,22	0,04
May	521,54	22	38,30	0,06
Jun	476,00	26	40,88	0,07
Jul	484,67	27	42,15	0,08
Ago	536,15	27	43,75	0,08
Sep	507,50	24	39,86	0,07
Oct	386,67	20	32,08	0,03
Nov	347,27	16	26,85	0,01
Dic	327,78	13	23,24	0

Tabla 7. Pérdidas por temperatura

Pérdidas por suciedad.

La suciedad que cae en los módulos reduce su rendimiento. Tras la lluvia no habría pérdidas y si se encuentran muy sucios se podría llegar a un 8% de reducción de rendimiento.

Mes	Lsuc
Ene	0.02
Feb	0.02
Mar	0.02
Abr	0.01
May	0.03
Jun	0.05
Jul	0.07
Ago	0.07
Sep	0.05
Oct	0.01
Nov	0.02
Dic	0.02

Tabla 8. Pérdidas por suciedad.

Pérdidas por inclinación y sombras

Estas pérdidas ya fueron calculadas en el apartado 1.3 Orientación e inclinación óptimas. Como ya se mencionaba en el apartado no era necesario un estudio de sombras. Se valora una pérdida por inclinación de $L_{inc} = 0,03$.

Pérdida por degradación fotovoltaica y rendimiento propio del módulo

El fabricante garantiza como mínimo un rendimiento del 90% en 10 años y un 80% en los 15 años siguientes, siendo el rendimiento del año inicial del 97%.

Por tanto cada año habrá una degradación de un 0,68% de rendimiento, lo cual equivale a $L_{deg} = 0,006$ año instalado y una $L_{mon} = 0,03$

Pérdidas eléctricas

Pérdidas por el cableado de la instalación y rendimiento del inversor y el transformador:

Cableado $L_{cab} = 0,015$

Inversores $L_{inv} = 0,025$

Transformador $L_{trans} = 0,03$

$$1 - L_{elec} = (1 - L_{cab}) (1 - L_{inv}) (1 - L_{trans}) \rightarrow L_{elec} = 0,068$$

Pérdidas por reflectancia angular y espectral

Las pérdidas por reflectancia , como indica el PCT de IDAE son mayores en invierno que en verano y se dan más en latitudes altas y varían entre el 2% y el 6%.

$$L_{ref} = 0,03$$

Cálculo del PR final por meses:

Mes	L _{tem}	L _{suc}	L _{inc}	L _{mod}	L _{elec}	PR
Enero	0,00	0,02	0,03	0,03	0,068	0,859
Febrero	0,02	0,02				0,842
Marzo	0,03	0,02				0,834
Abril	0,04	0,01				0,833
Mayo	0,06	0,03				0,8
Junio	0,07	0,05				0,775
Julio	0,08	0,07				0,75
Agosto	0,08	0,07				0,75
Septiembre	0,07	0,05				0,774
Octubre	0,03	0,01				0,842
Noviembre	0,01	0,02				0,851
Diciembre	0,00	0,02				0,859

Tabla 9. Resumen pérdidas de la instalación.

Producción de energía de la instalación fotovoltaica.

Mes	E_d	E_m	H_d	H_m	PR	E_m final
Enero	202	6270	4,13	128	0,859	5385,9
Febrero	246	6900	5,11	143	0,842	5809,8
Marzo	286	8860	6,1	189	0,834	7389,2
Abril	293	8800	6,33	190	0,833	7330,4
Mayo	313	9700	6,86	213	0,8	7760
Junio	326	9770	7,34	220	0,775	7571,8
Julio	337	10400	7,65	237	0,75	7800
Agosto	327	10100	7,47	232	0,75	7575
Septiembre	290	8700	6,46	194	0,774	6733,8
Octubre	261	8090	5,64	175	0,842	6811,8
Noviembre	218	6550	4,56	137	0,851	5574,1
Diciembre	191	5940	3,91	121	0,859	5102,5
Media anual	274	8350	5,97	182	0,81	
Total año		100000		2180		80844

Tabla 10. Estimación de la producción de electricidad mediante PVGIS

E_d : Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)

E_m : Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)

H_d : Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m^2)

H_m : Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m^2)

2.2 Estudio de viabilidad económica.

Se contemplarán desde el caso más adverso en el que no se considere ningún tipo de incentivo hasta el caso más favorable en el que se dispongan de los incentivos contemplados por la comunidad autónoma pertinente, en este caso Andalucía, combinados con los parámetros retributivos contemplados en la Orden IET/1045/2014.

2.2.1. Estudio básico considerado sólo el ahorro al consumo

Este caso sería el más desfavorable y se tendría en cuenta sólo el ahorro anual en kWh para la recuperación de la inversión inicial. Se tiene en cuenta este primer estudio para realizar un acercamiento a la rentabilidad de la inversión. Para éste se obvia el incremento del precio del kWh y se usa el precio del último año 0,110032 €/kWh.

El ahorro anual lo basamos en la producción anual estimada en la tabla 10, 80844 kWh.

Sería un ahorro anual en el consumo eléctrico:

$$80844 \text{ kWh} * 0,110032 \text{ €/kWh} = 8895,42 \text{ €}.$$

El periodo de amortización sería:

$$\text{Inversión inicial} / \text{Ahorro anual} = 209953,77 \text{ €} / 8895 \text{ €/año} = 23,60 = 24 \text{ años}.$$

Sería un periodo bastante prolongado, considerando que no todos los elementos de la instalación tienen una vida útil tan larga.

2.2.2 Estudio básico considerado incentivos Junta de Andalucía.

Para el caso anterior se sumará un porcentaje de incentivos que serían aplicables en Andalucía a través de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa (Orden de 4 de febrero de 2009, modificada por la Orden de 7 de diciembre de 2010).

El modo de acceso a este tipo de incentivos sería que la instalación fuera propiedad de una empresa y no un ente público, ya que este tipo de incentivos no se los podría conceder una administración a sí misma. Para ellos se simula que la Escuela Politécnica Superior (EPS) es una empresa, la cual será



propietaria de la instalación fotovoltaica, para así poder solicitar los incentivos pertinentes.

El porcentaje incentivable sería de un 55% del presupuesto total.

$\text{Inversión inicial} - \text{incentivo} = 209953,77 - 115474,57 = 94479,2 \text{ €}$

El periodo de amortización sería:

$\text{Inversión incentivada} / \text{Ahorro anual} = 94479,2 \text{ €} / 8895 \text{ €/año} = 10,62 = 11 \text{ años}$. A partir del año 11 se comenzarían a obtener beneficios.