



Proyecto **MACSEN-PV**

DOSSIER DE EJERCICIOS PRÁCTICOS:
ENERGÍAS RENOVABLES E INTEGRACIÓN EN
REDES ELÉCTRICAS



Esta publicación es posible gracias al apoyo del Programa Europeo PCT-MAC 2007-2013 (<http://www.pct-mac.org/>). Su contenido es responsabilidad de los socios del proyecto y no necesariamente refleja los puntos de vista de la Unión Europea. Ni la Comisión Europea ni otra persona actuando en su nombre es responsable del posible uso de la información que contiene esta publicación.

Título: DOSSIER DE EJERCICIOS PRÁCTICOS: ENERGÍAS RENOVABLES E INTEGRACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS. Proyecto MACSEN-PV. 2012

Autores: M. Friend, M. Alonso, I. Youm, C. Wade, G. Galván, M. Iriarte, A. Pío, C. González, E. Pérez, A. Linares, N. Losada, E. H. Sylla, A. T. Niang, M. Hernández-Abad, E. López, G. Moncho.

Coordinador de la edición: AIET – Agencia Insular de Energía de Tenerife. Contacto: Polígono Industrial de Granadilla, s/n. 38600. Granadilla de Abona. S/C de Tenerife. www.agenergia.org agenergia@agenergia.org

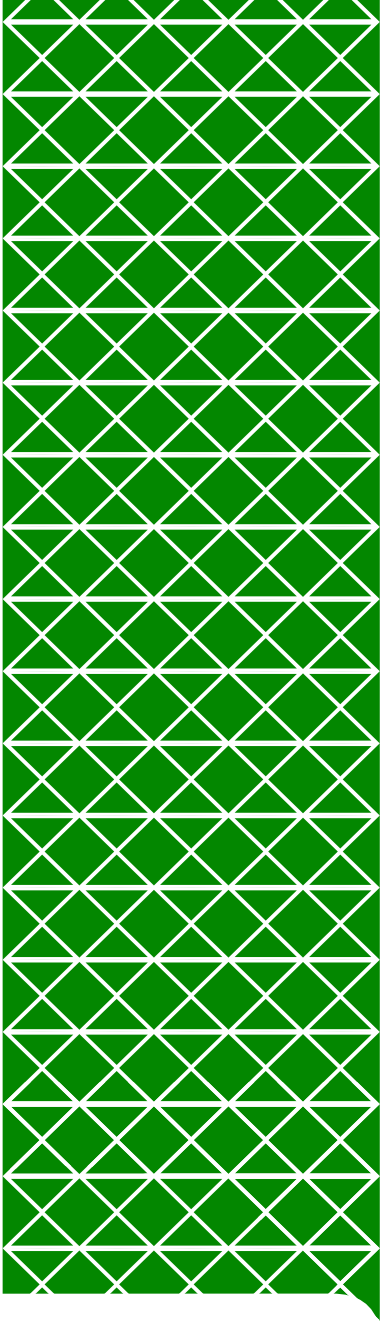
Resto de Entidades Participantes:

ITER – Instituto Tecnológico y de Energías Renovables de Tenerife www.iter.es

ASER - Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale www.aser.sn

CERER - Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables
<http://cerer.ucad.sn/>

La finalidad de este documento es poner a disposición de los docentes una recopilación de recursos de interés para la docencia en materia de energía, por lo que su difusión por terceros contribuiría a aumentar su eficiencia. Este documento puede ser reproducido y distribuido libremente, en su totalidad o en parte, siempre y cuando se cite la autoría del mismo por parte del Proyecto MACSEN-PV y se trate de usos no comerciales.



ANTECEDENTES

ANTECEDENTES

Este documento forma parte del proyecto europeo MACSEN-PV, cofinanciado por el programa europeo PCT-MAC 2007-2013, que se concibe como una plataforma para la cooperación técnica entre Tenerife y Senegal en el ámbito de la integración de las energías renovables en redes eléctricas. Su principal objetivo es el de mejorar la capacidad de las autoridades públicas y los técnicos locales, para favorecer la implantación de energías renovables para el suministro eléctrico en estas regiones.

Fruto de la colaboración entre los socios del proyecto (ITER, AIET, ASER Y CERER), se elaboraron en la fase anterior del proyecto “Análisis del Entorno” distintos informes encaminados a identificar la disponibilidad de recursos, las previsiones de crecimiento de la demanda energética, la legislación existente, las principales necesidades del mercado eléctrico y las carencias formativas existentes en la materia en las regiones participantes. Los informes elaborados están disponibles en la página web del proyecto (<http://macsen-pv.iter.es>).

El informe de “Análisis de Planes Formativos impartidos en los centros de enseñanza superior y de las Oportunidades de Empleo en el sector de las Energías Renovables en Canarias y en Senegal” ha permitido conocer la situación actual de estas dos regiones y son el punto de partida de las acciones sucesivas del proyecto MACSEN-PV, entre las que se encuentra la elaboración del presente “Dossier de ejercicios prácticos: Energías renovables e integración en redes eléctricas”.

Como complemento a la información proporcionada en este manual, dentro del proyecto MACSEN-PV se han desarrollado otra serie de documentos y recursos, como la Oficina On-line de Asesoramiento al docente y al gestor público, ubicada en la página web del proyecto.





INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La energía se encuentra en la base del desarrollo de nuestra sociedad moderna y sus diversas formas han ido evolucionando desde el uso de la madera, pasando por el carbón, hasta hoy en día donde dependemos casi exclusivamente del petróleo.

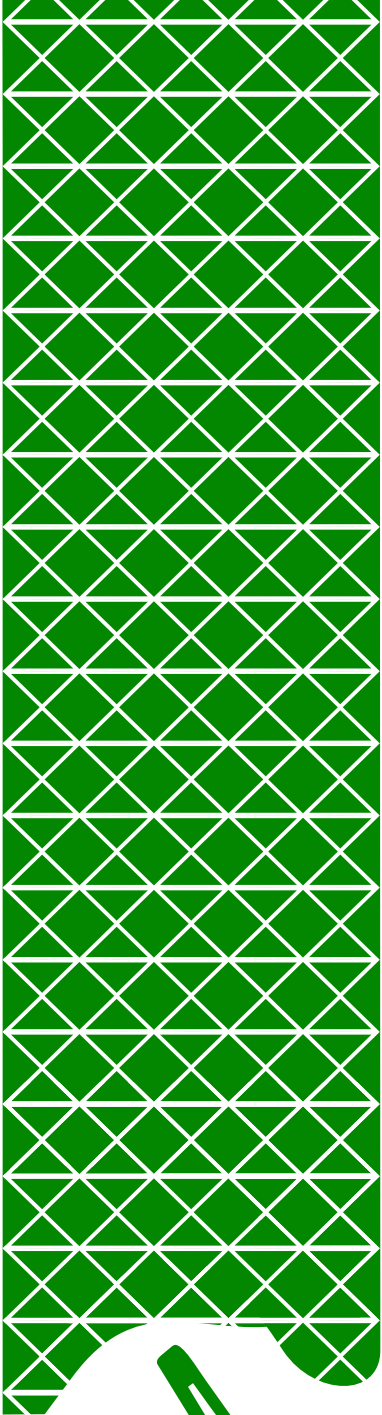
Sin energía barata y abundante nunca se hubiera alcanzado el nivel de vida del cual disfrutamos ahora, sin embargo, los recursos energéticos fósiles no son ilimitados y su localización y extracción es cada vez más complicada. Esto se traduce en una subida de los precios del carburante y conlleva una alta dependencia de los mismos. A este factor se debe añadir el gran problema derivado de la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes que conlleva su uso, y que empiezan a lastrar notablemente el equilibrio medioambiental.

Las energías renovables, energía eólica, solar (térmica y fotovoltaica), hidráulica, mareomotriz, geotérmica y de la biomasa, constituyen una alternativa esencial a los combustibles fósiles. Su uso permite no sólo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la producción y del consumo de energía, sino también reducir la dependencia energética frente a las importaciones de combustibles fósiles (fundamentalmente gas y petróleo).

La UE persigue un objetivo ambicioso: lograr que un 20% de su combinación energética global provenga de fuentes renovables. Para alcanzarlo tiene previsto acentuar los esfuerzos en los sectores de la electricidad, la calefacción y la refrigeración, así como los biocarburantes.

Todos estos factores conllevan a una transición energética hacia otro sistema con mayor sostenibilidad, tanto desde el punto de vista económico como medioambiental. Se está produciendo un incremento de la generación de energía mediante fuentes de origen renovable y existe por tanto, una demanda creciente de perfiles profesionales y empresas especializadas en este sector.

La formación de capital humano local resulta de vital importancia a la hora de poner en marcha acciones de promoción de energías renovables. No obstante, la oferta formativa al respecto es muy limitada y los docentes no disponen de apoyo técnico al respecto.






CONTENIDO DEL MANUAL

CONTENIDO DEL MANUAL

El objetivo de este dossier es el de facilitar a los docentes material de apoyo, adaptado a la realidad del territorio, para la impartición de sus propias asignaturas.

En el dossier se recogen ejercicios prácticos resueltos que complementan el **“Manual para el docente: Energías Renovables e integración en redes eléctricas. Proyecto MACSEN-PV”**. Los ejercicios se corresponden a los siguientes Bloques de contenidos de dicho Manual:

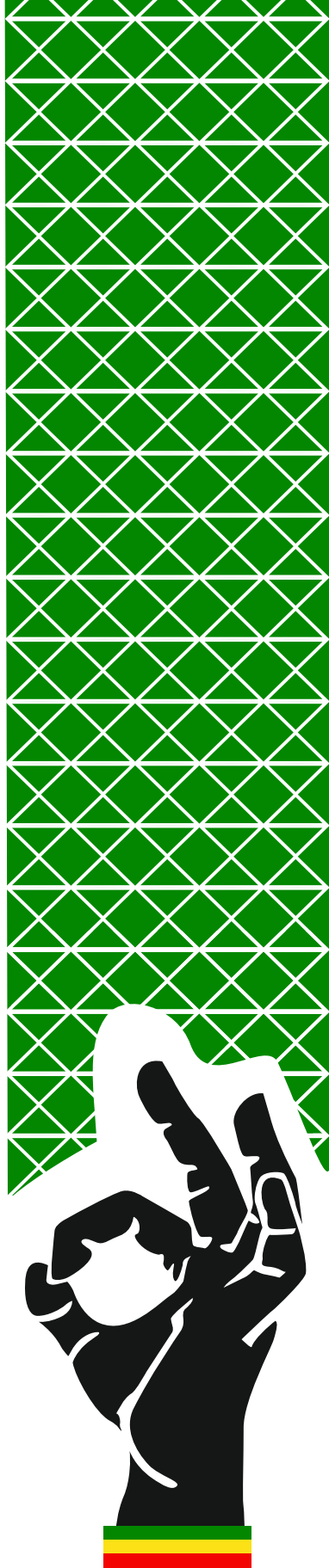
-  Bloque II: Uso racional de la energía
-  Bloque III: Energía Eólica
-  Bloque IV: Energía Solar Fotovoltaica

El objeto de este documento es recopilar una serie de ejercicios prácticos relativos a los conocimientos impartidos. Se pretende que el alumno pueda manejar con soltura los conceptos básicos de cada bloque.

Este dossier se complementa con otros documentos elaborados en el marco del proyecto MACSEN-PV, como el mencionado Manual para el Docente o el Manual de documentos y enlaces de interés. Estos documentos complementarios están disponibles para su descarga en la página web del proyecto <http://macsen-pv.iter.es>

1.	EJERCICIOS PRÁCTICOS RELATIVOS AL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA	4
1.1.	CALEFACCIÓN: SUSTITUCIÓN DE CALDERA	4
1.2.	SUSTITUCIÓN ILUMINACIÓN	5
1.3.	CAMBIO HÁBITOS DE UTILIZACIÓN	6
1.4.	SUSTITUCIÓN EQUIPOS OFIMÁTICOS	6
1.5.	APROVECHAMIENTO CALOR RESIDUAL	7
1.5.1.	Ahorro energético:	7
1.5.2.	Ahorro de combustible:	7
1.5.3.	Ahorro económico:	7
1.5.4.	Periodo de retorno de la inversión:	7
1.6.	SUSTITUCIÓN MÁQUINA FRIGORÍFICA	8
1.6.1.	Consumo eléctrico máquina actual:	8
1.6.2.	Consumo eléctrico máquina nueva:	8
1.6.3.	Ahorro energético:	8
2.	EJERCICIOS PRÁCTICOS RELATIVOS A LA ENERGÍA EÓLICA	10
2.1.	VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA	10
2.2.	CURVA DE WEIBUL	11
2.3.	INFLUENCIA DE OBSTÁCULOS EN EL AEROGENERADOR.	12
2.4.	POTENCIA VIENTO I	13
2.5.	POTENCIA VIENTO II	13
2.6.	POTENCIA VIENTO III	13
2.7.	AEROGENERADOR I	14
2.8.	AEROGENERADOR II	14
2.9.	AEROGENERADOR III	15
2.9.1.	Potencia total de las palas	15
2.9.2.	Potencia eléctrica generada	15
2.10.	AEROGENERADOR IV	15
2.11.	EL PARQUE	16
2.11.1.	Potencia del viento	16
2.11.2.	Potencia absorbida por cada aerogeneradores	16
2.11.3.	Energía generada	16
2.11.4.	Plazo de amortización	16
2.11.5.	Energía total del parque	16
2.12.	EJERCICIO PRÁCTICO FINAL	17
2.12.1.	Selección del aerogenerador	18
2.12.1.	Replanteo del parque eólico	19
2.12.2.	Inversión	21

3. EJERCICIOS PRÁCTICOS RELATIVOS A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	23
3.1. <i>CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA.</i>	23
3.2. <i>CÁLCULO DE VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UN MÓDULO CON LA TEMPERATURA.</i>	23
3.3. <i>CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO.</i>	24
3.4. <i>CÁLCULO DE LA SEPARACIÓN POR SOMBRAS.</i>	24
3.5. <i>CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DE UNA INSTALACIÓN FV CONECTADA A RED.</i>	25
3.5.1. Irradiación global horizontal (IGH)	25
3.5.2. Irradiación global óptima (IGO)	25
3.5.3. Irradiación global incidente (IGI)	26
3.5.4. IGI aplicado el performance ratio.	26
3.5.5. Producción de energía.	27
3.6. <i>CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DE UNA INSTALACIÓN FV CONECTADA A RED.</i>	27
3.6.1. Consumo de los equipos.	27
3.6.2. Esquema general de la instalación FV.	28
3.6.3. Diseño de las baterías.	28
3.6.4. Diseño del generador fotovoltaico.	28
3.6.5. Regulador de carga.	29
3.6.6. Elección del inversor.	29
3.7. <i>DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.</i>	29
3.7.1. Diseñar el campo fotovoltaico	31
3.7.2. Configuración del inversor fotovoltaico.	35
3.7.3. Calcular la producción energética mensual	37



**EJERCICIOS PRÁCTICOS
RELATIVOS AL USO
RACIONAL DE LA ENERGÍA**

1. EJERCICIOS PRÁCTICOS RELATIVOS AL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

1.1. CALEFACCIÓN: SUSTITUCIÓN DE CALDERA

En este ejercicio se realizará un análisis técnico-económico de la sustitución de un sistema de calefacción mediante caldera de gasoil por un sistema con caldera de gas natural.



El sistema de calefacción actual está constituido por 2 calderas de gasoil idénticas con una potencia de salida de 450 kW cada una

El rendimiento nominal es del 87% y un rendimiento real, a través de medidas realizadas in situ, del 82%.



El consumo anual de gasóleo es de 790.244 kWh al año con un coste de 0,06 €/kWh.

Se pide calcular el ahorro energético y económico que supondría la instalación del nuevo sistema de calefacción mediante calderas de gas natural, teniendo en cuenta un rendimiento real del 90% con un coste del gas natural de 0,04 €/kWh.



La inversión necesaria a realizar para la adquisición y montaje del nuevo sistema de calefacción mediante calderas de gas natural es de 25.574€.

Solución.

En primer lugar haremos el estudio de simulación respecto a la caldera de gasoil, obteniendo los siguientes resultados:

CALDERA GASOIL			
A	Combustible		Gasóleo
B	Nº calderas		2
C	Potencia	kW	450
D	Rendimiento nominal	%	87
E	Rendimiento real	%	82
F	Consumo combustible	kWh	790.244
G	Demanda de energía (ExF)	kWh	648.000
H	Coste unitario combustible	€/kWh	0,06
I	Coste total combustible (FxH)	€	47.415

Haremos lo mismo pero para la sustitución mediante calderas de gas natural:

CALDERA GASOIL			
J	Combustible		Gas Nat
K	Nº calderas		2
L	Potencia	kW	450
M	Rendimiento nominal	%	93
N	Rendimiento real	%	90
O	Consumo combustible	kWh	720.000
P	Demanda de energía (ExF)	kWh	648.000
Q	Coste unitario combustible	€/kWh	0,04
R	Coste total combustible (FxH)	€	28.800

En la siguiente parte del ejercicio lo que realizaremos es un pequeño análisis de los ahorros para valorar si la inversión es interesante:

AHORROS ANUALES			
S	Ahorro energético (F-O)	kWh	70.244
T	Ahorro económico (I-R)	€	18.615
U	Inversión necesaria	€	25.574
V	Periodo retorno inversión (U/T)	años	1,4





Como podemos observar en dicha tabla, tanto el ahorro que produce la inversión como el periodo de recuperación de la misma son altamente interesantes.



1.2. SUSTITUCIÓN ILUMINACIÓN

Un centro militar decide renovar su sistema de iluminación consistente en lámparas incandescentes de 75W por lámparas fluorescentes compactas de 15W.

Calcular el ahorro energético y económico, teniendo en cuenta que:

-  Sustitución de 250 lámparas
-  2.500 horas de uso al año
-  Coste de una lámpara incandescente de 1,50€/ud y una vida útil de 1.000 horas.
-  Coste de una lámpara fluorescente de 5,50€/ud y una vida útil de 8.000 horas.

Solución.





Al igual que en el ejercicio anterior presentamos el siguiente estudio:

	LÁMPARA INCANDESCENTE	LÁMPARA FLUORESCENTE COMPACTA
Potencia	75W	15W
Nº lámparas	250	
Funcionamiento	2.500 h/año	
Consumo (kWh/año)	46.875	9.375
Coste Elect. (0,14€/kWh)	6.562,50 €/año	1.312,50 €/año
Ahorro	37.500 kWh/año - 5250 €/año - 80%	
Coste lámpara	1,50 €	5,50 €
Vida útil	1.000 h	8.000 h
Periodo reposición	Cada 4,8 meses	Cada 3,2 años
Coste lámpara/año	937,5 €/año	426,25 €/año
Ahorro equipos	511,25 €/año - 55%	

1.3. CAMBIO HÁBITOS DE UTILIZACIÓN

En este ejercicio analizaremos la repercusión que tendrá sobre nuestro consumo energético, utilizar en la lavadora un ciclo de lavado con un programa de baja temperatura.

Para esto disponemos de los siguientes datos:

-  Uso de tres ciclos por semana las 52 semanas del año
-  Consumo de 1,19kWh/ciclo a 60°C
-  Consumo de 0,6kWh/ciclo a 40°C
-  La tarifa eléctrica es de 0,15€/kWh.

Solución




Para realizar el estudio hemos hecho los siguientes cálculos:

Consumo energético lavadora a 60°C	kWh/año	185,64
Consumo energético lavadora a 40°C	kWh/año	93,6
Ahorro energético	kWh/año	92,04
	%	49
Ahorro económico	€/año	13,81
Inversión necesaria	€	0
Periodo de retorno	años	0






1.4. SUSTITUCIÓN EQUIPOS OFIMÁTICOS

Un edificio de oficinas, con un uso de 220 días al año, dispone de 20 ordenadores de sobremesa con monitores convencionales de 17" de tecnología LCD. El funcionamiento de los monitores es el siguiente:

-  5 horas encendido (p.nominal 75W).
-  3 horas preparado (p.nominal 15W).
-  16 horas apagado (p.nominal 0W).

Se considera la sustitución de los monitores convencionales por pantallas LED más eficientes, siendo su funcionamiento el siguiente:

-  5 horas encendido (p.nominal 30W).
-  3 horas preparado (p.nominal 5W).
-  16 horas apagado (p.nominal 0W).

Tener en cuenta que se realiza un uso del edificio durante 220 días al año, el coste de la electricidad es de 0,15€/kWh y la inversión necesaria por cada monitor LED es de 74,95€.

Solución

Para realizar el estudio hemos hecho los siguientes cálculos:

Consumo monitores convencionales	kWh/año	1.848
Consumo monitores LED	kWh/año	836
Ahorro energético	kWh/año	1.012
	%	55
Ahorro económico	€/año	151,80
Periodo de retorno	años	9,87

1.5. APROVECHAMIENTO CALOR RESIDUAL

Tenemos un compresor de aire con una potencia de 90kW. La potencia calorífica generada, el 94%, es de 84,6kW y el calor aprovechable de esta potencia calorífica, el 80%, es de 67,7kW.



Funcionamiento de 15 horas al día.

Se quiere valorar la posibilidad de la instalación de un intercambiador de calor al circuito de refrigeración del compresor para dar servicio de calefacción durante 120 días al año a un taller próximo y así ahorrar en su caldera.



El coste del intercambiador y los conductos de distribución es de 1.355€.



El combustible utilizado es gasoil con un poder calorífico inferior (PCI) de 10.250kcal/kg y una densidad de (ρ) de 0,85kg/l.



La caldera de gasoil tiene un rendimiento del (η) 92%.



1kWh=860kcal



Precio del combustible de 0,97€/litro.

1.5.1.Ahorro energético:

$$67,7\text{kW} \times 15 \text{ h/día} \times 120 \text{ día/año}$$

$$= 121.860 \text{ kWh/año}$$

1.5.2.Ahorro de combustible:

$$10.250 \text{ kcal/kg} \times \frac{1}{860} \text{ kWh/kcal}$$

$$= 11,92 \text{ kWh/kg}$$

Aplicando el rendimiento de la caldera

$$\frac{11,92 \text{ kWh/kg}}{0,92}$$

$$= 12,96 \text{ kWh/kg}$$

$$\frac{121.860 \text{ kWh/año}}{12,96 \text{ kWh/kg}}$$

$$= 9.402,78 \text{ kg/año} \div 0,85 \text{ kg/litro}$$

$$= 11.062,09 \text{ litros/año}$$

1.5.3.Ahorro económico:

$$11.062,09 \text{ litros/año} \times 0,97 \text{ €/litro}$$

$$= 10.730,23 \text{ €/año}$$

1.5.4.Periodo de retorno de la inversión:

$$\frac{1.355\text{€}}{10.730,23 \text{ €/año}} = 0,13 \text{ años} \approx 1,5 \text{ meses}$$

1.6. SUSTITUCIÓN MÁQUINA FRIGORÍFICA

Tenemos una máquina frigorífica de una potencia unitaria de 325kW con un coeficiente de eficacia frigorífica (EER) de 2,2, la cual se utiliza durante 8 horas al día, 240 días al año, con un factor de uso de 0,6.

La medida que se ha considerado es la de sustituir dicha máquina frigorífica por una de mayor rendimiento energético. La nueva máquina tiene una potencia de 318kW y un coeficiente de eficacia frigorífica (EER) de 3,1.

Se pide calcular el ahorro energético y económico (tarifa eléctrica 0,12€/kWh) así como el periodo de retorno de la inversión, teniendo en cuenta un coste de inversión de 32.410,32€.

1.6.3. Ahorro energético:

$$170.184,96 \text{ kWh/año} - 118.172,16 \text{ kWh/año} \\ = 52.012,80 \text{ kWh/año (31\%)}$$

Ahorro económico:

$$52.012,80 \text{ kWh/año} \times 0,12 \text{ €/kWh} \\ = 6.241,54\text{€}$$

Periodo de recuperación inversión:

$$\frac{32.410,32\text{€}}{6.241,54\text{€}} = 5,19 \text{ años}$$

1.6.1. Consumo eléctrico máquina actual:

Potencia eléctrica:

$$\frac{325\text{kW}}{2,2} = 147,73\text{kW}$$

Consumo eléctrico:

$$147,73\text{kW} \times 8 \text{ h/día} \times 240 \text{ días/año} \times 0,6 \\ = 170.184,96 \text{ kWh/año}$$

1.6.2. Consumo eléctrico máquina nueva:

Potencia eléctrica:

$$\frac{318\text{kW}}{3,1} = 102,58\text{kW}$$

Consumo eléctrico:

$$102,58\text{kW} \times 8 \text{ h/día} \times 240 \text{ días/año} \times 0,6 \\ = 118.172,16 \text{ kWh/año}$$





EJERCICIOS PRÁCTICOS RELATIVOS A LA ENERGÍA EÓLICA




2. EJERCICIOS PRÁCTICOS RELATIVOS A LA ENERGÍA EÓLICA

2.1. VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA

Supongamos que tenemos un aerogenerador con las siguientes características:

-  **Altura de buje (H.Buje):** 40m
-  **Diámetro de Rotor (D):** 40m

Y que en el emplazamiento donde está instalado este aerogenerador conocemos estos parámetros:

-  **Velocidad media a 20 metros de altura sobre el suelo:** $v_{20m} = 7,7m/s$
-  **Rugosidad del terreno:** $\alpha = 0,2$
-  **Longitud de rugosidad:** $z_0=0,1m$

Teniendo en cuenta los datos anteriores, queremos conocer la velocidad del viento a 60 metros de altura.

Podremos obtener el valor buscado utilizando dos fórmulas distintas de extrapolación de la velocidad del viento a diferentes alturas. Por un lado la fórmula vista en los apuntes teóricos que utiliza la “Ley potencial del viento” y, por otro lado, la denominada “Ley logarítmica del Viento”.

a) Aplicamos la **ley potencial del viento**:

$$v = v_{ref} (h/h_{ref})^\alpha$$

Simplemente sustituyendo los valores que nos da el ejercicio en la fórmula anterior, obtenemos la velocidad del viento deseada a 40m de altura:

$$\begin{aligned} v_{ref} &= v_{20} = 7,7m/s \\ H_{ref} &= 20m \\ h &= 40m \\ \alpha &= 0,18 \end{aligned}$$

$$v = 7,7 \cdot (40/20)^{0,2} = 8,04 m/s \text{ sería la velocidad aproximada del viento a 40 metros de altura}$$

b) Aplicamos la **ley logarítmica del viento**:

La velocidad del viento a una cierta altura (perfil del viento) se puede estimar también según la ley logarítmica expresada de la siguiente forma:

$$v = v_{ref} \ln (h/z_0) / \ln (h_{ref}/z_0)$$

Aquí se asume que en la capa límite el viento se ajusta a un perfil logarítmico, y se asigna al tipo de paisaje una longitud de rugosidad dada en la fórmula por z_0 .

En esta expresión, se asigna v a la velocidad del viento a una altura h sobre el nivel del suelo, v_{ref} a la velocidad de referencia, es decir, a la velocidad del viento conocida a una altura h_{ref} . A partir de esta expresión podemos calcular la velocidad del viento a una altura determinada h conocida la velocidad a una altura de referencia h_{ref} y a partir del conocimiento de la longitud de rugosidad z_0 de la zona.

Muchos programas experimentales han revelado que el perfil logarítmico proporciona una adecuación por lo general satisfactoria a los perfiles observados del viento en la capa superficial.

Los valores conocidos que tenemos serán:

$$\begin{aligned} v_{ref} &= v_{20m} = 7,7m/s \\ h_{ref} &= 20m \\ z_0 &= 0,1m \\ h &= 60m \end{aligned}$$

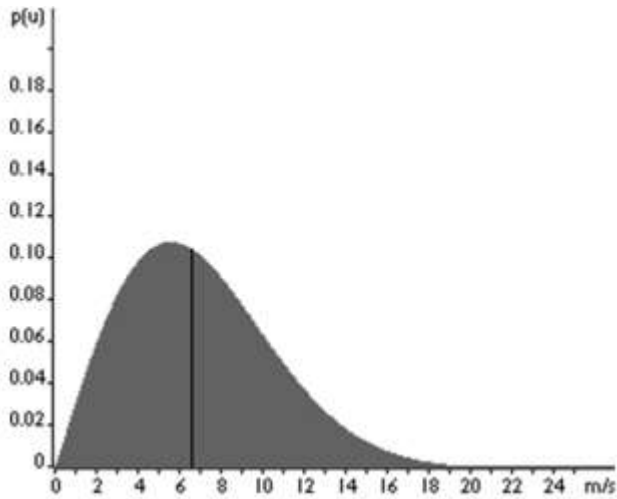
Y sustituyendo los valores conocidos en la fórmula resultará:

$$v = 7,7 \cdot \ln (60/0,1) / \ln (20/0,1) = 9,2966m/s \text{ sería la velocidad aproximada del viento a 40 metros de altura según esta ley de aproximación}$$

Como se puede observar y deducir por los diferentes resultados que se obtienen de estas dos leyes de extrapolación, queda patente que no son más que una forma aproximada de calcular la velocidad de viento a una altura h conocida la velocidad de viento a una altura diferente de referencia.

2.2. CURVA DE WEIBULL

En este ejercicio haremos una interpretación de la curva de weibull.



Observado esta gráfica nos podemos dar cuenta de que muestra una distribución de probabilidad. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 por cien.

La línea negra vertical, a 6,6 metros por segundo, divide el área total del gráfico en dos partes iguales.

Los 6,6 m/s son la mediana de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 6,6 m/s y la otra mitad soplará a más de 6,6 m/s.

Aunque podamos confundirnos y pensar que la velocidad media del viento es de 6,6 m/s, realmente **la velocidad media es de 7 m/s**. La velocidad del viento media es realmente el promedio de las observaciones de la velocidad del viento que tendremos en ese emplazamiento.

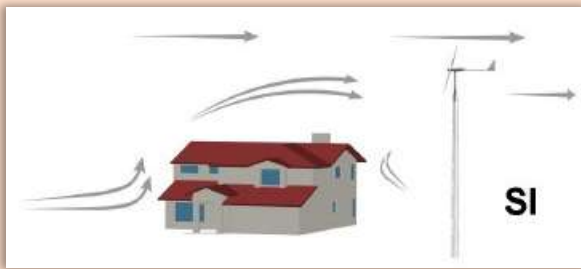
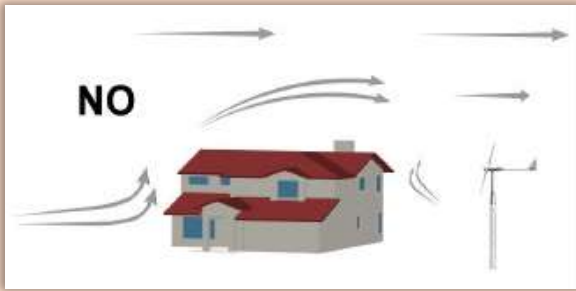
Como podrá observar, la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica. A veces tendrá velocidades de viento muy altas, pero son muy raras. **Por otro lado, las velocidades del viento de 5,5 m/s son las más comunes.**

Los 5,5 metros por segundo es el llamado valor modal de la distribución. Si multiplicamos cada diminuto intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos, obtenemos la velocidad del viento media.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio.

2.3. INFLUENCIA DE OBSTÁCULOS EN EL AEROGENERADOR.

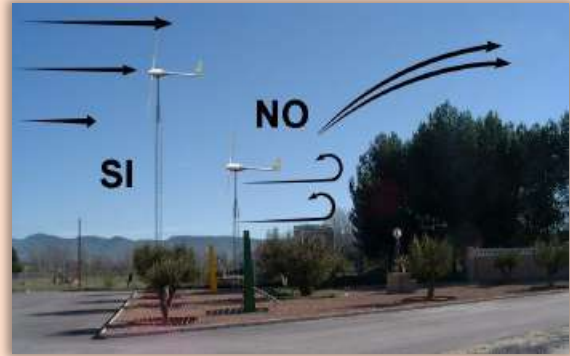
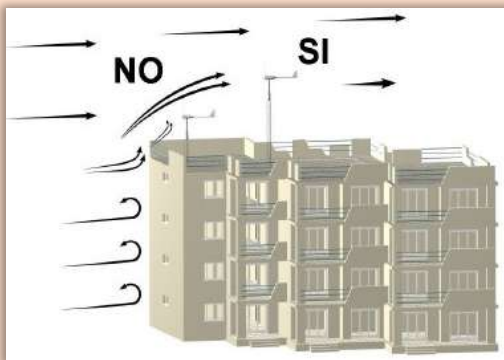
Prestando atención a las siguientes imágenes, indica en cada caso cuál de las posiciones mostradas para colocación de un aerogenerador son adecuadas o no para un buen aprovechamiento del recurso eólico. Señala sobre la imagen poniendo “SÍ” o “NO” en cada caso.



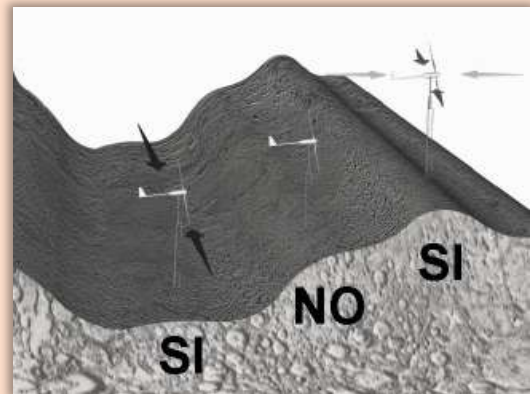
Como ya hemos visto anteriormente, el viento, al tropezar con obstáculos que encuentra en su camino, se frena y produce turbulencias.

Un aerogenerador instalado en un lugar inadecuado se verá perjudicado por turbulencias y vientos flojos.

Para evitar reducir el rendimiento de su aerogenerador, instálelo lo más alejado posible del obstáculo y sobre una torre que eleve el molino por encima de este.



En el caso de encontrarse en un valle, instale su aerogenerador en la parte más baja, donde el viento se encuentra canalizado, o mejor, en la parte más alta, donde el aerogenerador será susceptible de captar el viento de cualquier dirección.



Fuente: Bornay aerogeneradores

2.4. POTENCIA VIENTO I

Calcular la densidad de potencia que corresponde a un viento de 40km/h. Justificar si dicho viento es eficaz para mover un aerogenerador.

De la teoría obtenemos la fórmula matemática de la potencia del viento:

$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3$ donde ρ es la densidad del aire cuyo valor es: $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$

En primer lugar necesitamos pasar la velocidad del viento de km/h a m/s para poder introducirlo en la fórmula anterior (es decir, a unidades del SIU):

$$40 \text{ km/h} = 40 \text{ km/h} \cdot 103 \text{ m/1km} \cdot 1 \text{ h/3600s} = 11,12 \text{ m/s}$$

Sustituyendo ahora los datos de velocidad de viento y densidad del aire, obtendremos:

$$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot S \cdot (11,12 \text{ m/s})^3 = 842,21 \text{ W/m}^2$$

Por lo tanto, la densidad de potencia correspondiente a 40km/h u 11,12 m/s es de:

$$P_{\text{viento}}/S = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot (11,12 \text{ m/s})^3 = 842,21 \text{ W/m}^2$$

Finalmente, después de haber estudiado la teoría y conocer las principales características de los aerogeneradores actuales, se sabe que las máquinas arrancan con unas velocidades de viento de entre 3-4m/s, con lo cual, la velocidad de viento dada en este ejercicio es más que suficiente para mover un aerogenerador y se acerca a la velocidad en que la máquina esté trabajando a su potencia nominal.

2.5. POTENCIA VIENTO II

Calcula la P del viento por unidad de superficie cuando sopla a una velocidad de 36Km/h sabiendo que la densidad= 1,2 Kg/m³. Repite el mismo cálculo para 20 m/s.

$$V_{\text{viento}} = 36 \text{ Km/h} \times 1000/1 \text{ km} \times 1 \text{ h/3600s} = 10 \text{ m/s}$$

$$P_{\text{viento}}/\text{superficie} = \frac{1}{2} \times 1,2 \text{ Kg/m}^3 \times (10 \text{ m/s})^3 = 600 \text{ w/m}^2$$

$$P_{\text{viento}}/\text{superficie} = \frac{1}{2} \times 1,2 \text{ Kg/m}^3 \times (20 \text{ m/s})^3 = 4800 \text{ w/m}^2$$

2.6. POTENCIA VIENTO III

Con que velocidad debe soplar el viento para poder obtener una P de 2000 W/km².

$$P_{\text{viento}}/s = 2000 \text{ w/m}^2 \quad 2000 \text{ w/m}^2 = \frac{1}{2} \times 1,293 \text{ Kg/m}^3 \times v^3$$

$$v = \text{Raíz cubica de } 3093,58$$

$$v = 14,57 \text{ m/s}$$

Si la velocidad del viento se redujese en un 10%, ¿en qué porcentaje se reduce la potencia?



$$\text{Densidad} = 1,293 \text{ Kg/m}^3$$

$$90/100 \times 14,57 = 13,11 \quad \frac{1}{2} \times 1,293 \times 13,11^3 =$$

$$P_{\text{viento}}/s = 14,58 \text{ W/m}^2$$

2.7. AEROGENERADOR I

Determinar la potencia útil de una aeroturbina sobre la cual actúa un viento de 50km/h.

-  **Radio de cada pala:** 4 m
-  **Rendimiento:** 90%

Calcular la energía producida por el aerogenerador en 10h:

En primer lugar pasamos la velocidad de viento que nos dan de km/h a m/s:

$$50 \text{ km/h} = 50 \text{ km/h} \cdot 1000 \text{ m/1 km} \cdot 1 \text{ h}/3600 \text{ s} = 13,89 \text{ m/s}$$

Por otro lado, si el radio de cada pala mide $r=4\text{m}$ de largo, la superficie barrida por el rotor será:

$$S = \pi \cdot r^2, \text{ por tanto: } S = \pi \cdot 4^2 = 50,24 \text{ m}^2$$

Por tanto, teniendo en cuenta que la densidad del aire es $1,225 \text{ kg/m}^3$ y sustituyendo en la fórmula de la potencia del viento los datos que ya conocemos y teniendo en cuenta el rendimiento del 90%, obtendremos:

$$P = 1/2(\rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2) \cdot \text{Rendimiento} = 1/2(1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot 13,893 \text{ m}^3/\text{s}^3 \cdot 50,24 \text{ m}^2) \cdot 0,90 = 427,42 \text{ kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^3 = 74.217,27 \text{ W}$$





Y finalmente, como sabemos que la Energía es la potencia por unidad de tiempo y que nos piden cuánta energía se produce en $t=10\text{h}$, entonces:

$$E = P \cdot t = 74.217,27 \text{ W} \cdot 10 \text{ h} = 742.172,7 \text{ W} \cdot \text{h} = 742,2 \text{ kW} \cdot \text{h}$$



2.8. AEROGENERADOR II

Determina la energía diaria que produce una aeroturbina sobre la que actúa un viento de 50Km/h.

-  **Tiene 3 palas de 4m de radio cada una**
-  **Considerar la densidad = $0,928 \text{ Kg/m}^3$**
-  **CP = 0,4**
-  **Rendimiento = 80%**

$$P_{\text{electrica}} = 1/2 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \text{CP} \cdot \text{Rendimiento}$$





$$P_{\text{electrica}} = 1/2 (\pi \cdot 4^2 \cdot 0,920 \text{ kg/m}^3 \cdot 13,893 \text{ m/s}) \cdot 0,4 \cdot 80\%$$

$$P_{\text{electrica}} = 20000,67 \text{ W}$$

$$E = P \cdot t = 20000,67 \text{ W} \cdot 24 \text{ h} = 480,02 \text{ kWh}$$

2.9. AEROGENERADOR III

Un aerogenerador está ubicado en una zona de vientos dominantes del noreste con una velocidad de 40Km/h.

-  **Radio de las palas = 7m**
-  **CP = 0,3**
-  **La densidad = 1,293Kg/m³**
-  **Vviento = 11,11 m/s**

2.9.1.Potencia total de las palas

Determinar la Potencia total de las palas.

$$P.\text{total} = 1/2 \rho \times p \times v^3$$

$$P_{\text{total}} = 136977,8 \text{ W}$$

2.9.2.Potencia eléctrica generada

Determinar la P.eléctrica generada.



$$P_{\text{eléctrica}} = P_{\text{total}} \times CP$$

$$P_{\text{eléctrica}} = 40,94 \text{ W}$$



2.10. AEROGENERADOR IV

Un generador sitúa sus palas a una altura de 35m donde el viento sopla con una velocidad de 45km/h.

-  **Radio = 5m**
-  **CP = 0,4**

Determinar la potencia que se genera

$$P_e = P_{\text{viento util}} \times h$$

$$P_e = 1/2 (\pi \times 5^2) \times 1,225 \text{ Kg/m}^3 \times 12,52 \text{ m/s} \times 0,41 = 37582,53 \text{ W}$$

Determinar el radio de las hélices para generar una potencia de 50 kW

$$50000 \text{ W} = 1/2 (\pi \times r^2) \times 1,225 \text{ Kg/m}^3 \times 12,5^3 \text{ m/s} \times 0,4 \times 1$$

$$\text{Radio} = \text{Raíz de } 50000/1503,30$$

$$\text{Radio} = 5,77 \text{ m}$$

2.11. EL PARQUE

En un parque eólico se han instalado 60 aerogeneradores, suponiendo que hubiese un viento de 50km/h durante 180 días al año, y que el diámetro de sus palas es de 63m, determinar:

2.11.1. Potencia del viento



$$V = 13,89 \text{ m/s}$$

$$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \times S \times \rho \times v^3$$

$$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} (\pi \times \frac{63}{2} \text{ m})^2 \times 1,225 \text{ Kg/m}^3 \times 13,893 \text{ m/s}^3$$

$$P_{\text{viento}} = 5115399,82 \text{ W} = 5115,399 \text{ kW}$$

2.11.2. Potencia absorbida por cada aerogeneradores



Rendimiento: 90%

$$P_e = P_{\text{viento}} \times \text{util} \times h$$

$$P_e = (P_{\text{viento}} \times 16/27) \times 90\%$$

$$P_e = 2728,21 \text{ kW}$$

2.11.3. Energía generada

Calcular la energía generada por cada aerogenerador al año:

$$E = P \times t$$

$$P = 2728,21 \text{ kW}$$

$$t = 180 \text{ días} \times 24 \text{ h/1 día} = 4320 \text{ h}$$

2.11.4. Plazo de amortización

Calcular el tiempo que se tarda en amortizar cada aerogenerador sabiendo que cada uno vale medio millón de euros y si cada kWh generado vale 9 céntimos de euro:

$$1 \text{ kWh} - 0,09 \text{ €/kWh}$$

$$500.000 \text{ €} = 5555555,556 \text{ kWh/h}$$

2.11.5. Energía total del parque

Calcular la energía total que se genera al año en el parque eólico:

$$E = p \times t$$

$$t = E/t$$

$$t = 5555555,556 / 2728,21 \text{ t} = 0,47 \text{ años}$$

$$E \text{ 1 generador} = 117.881,19 \text{ kWh}$$

$$E \text{ 60 generadores} = 70.715.2871,4 \text{ kWh}$$



2.12. EJERCICIO PRÁCTICO FINAL

Tenemos el emplazamiento del plano adjunto en el cual queremos colocar un parque eólico, el cual se suministran también su rosa de vientos y distribución de Weibull.

Tenemos la opción de elegir entre los siguientes aerogeneradores:



MODELO

ENERCON E-82 2 MW



PRECIO DE REFERENCIA

1.650.000 €/Ud



CARACTERÍSTICAS



MODELO

GAMESA G-80 2 MW



PRECIO DE REFERENCIA

1.520.000 €/Ud



CARACTERÍSTICAS

Densidad del aire standard, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$		
Velocidad del Viento (m/s)	Curva de potencia P (kW)	Coef. De potencia C_p (-)
1	0,0	0,00
2	3,0	0,12
3	25,0	0,29
4	82,0	0,40
5	174,0	0,43
6	321,0	0,46
7	532,0	0,48
8	815,0	0,49
9	1180,0	0,50
10	1612,0	0,50
11	1890,0	0,44
12	2000,0	0,36
13	2050,0	0,29
14	2050,0	0,23
15	2050,0	0,19
16	2050,0	0,15
17	2050,0	0,13
18	2050,0	0,11
19	2050,0	0,09
20	2050,0	0,08
21	2050,0	0,07
22	2050,0	0,06
23	2050,0	0,05
24	2050,0	0,05
25	2050,0	0,04

Densidad del aire standard, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$	
Velocidad del Viento (m/s)	Curva de potencia P (kW)
1	-
2	-
3	-
4	66,3
5	152,0
6	280,0
7	457,0
8	690,0
9	978,0
10	1296,0
11	1598,0
12	1818,0
13	1935,0
14	1980,0
15	1995,0
16	1995,0
17	2000,0
18	2000,0
19	2000,0
20	2000,0
21	2000,0
22	2000,0
23	2000,0
24	2000,0
25	2000,0

2.12.1. Selección del aerogenerador

¿Qué modelo de aerogenerador de los propuestos elegiríamos para que la producción energética del Parque sea máxima? Decir cuál es la velocidad nominal del aerogenerador elegido, su diámetro del rotor y si es de paso fijo o variable.

En primer lugar elaboramos la siguiente tabla como datos de partida, teniendo en cuenta la siguiente distribución de velocidades del viento.

Densidad del aire standard, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$			
Viento (m/s)	Cp E-82 2 MW	Cp G-80 2 MW	% Viento
1	0,0	-	2,158
2	3,0	-	6,199
3	25,0	-	9,475
4	82,0	66,3	11,632
5	174,0	152,0	12,580
6	321,0	280,0	12,363
7	532,0	457,0	11,256
8	815,0	690,0	9,578
9	1180,0	978,0	7,671
10	1612,0	1296,0	5,799
11	1890,0	1598,0	4,144
12	2000,0	1818,0	2,820
13	2050,0	1935,0	1,815
14	2050,0	1980,0	1,119
15	2050,0	1995,0	0,651
16	2050,0	1995,0	0,365
17	2050,0	2000,0	0,194
18	2050,0	2000,0	0,103
19	2050,0	2000,0	0,046
20	2050,0	2000,0	0,023
21	2050,0	2000,0	0,011
22	2050,0	2000,0	0
23	2050,0	2000,0	0
24	2050,0	2000,0	0
25	2050,0	2000,0	0

La columna de distribución de viento nos indica la cantidad de tiempo (en tanto por ciento) que está soplando una determinada velocidad de viento.

Sabemos, gracias a la curva de potencia, lo que generará el aerogenerador a esa misma velocidad.

Para saber cuál será su producción energética anual, sólo hay que multiplicar ambas cantidades

para cada velocidad de viento, teniendo en cuenta que hay que pasar el porcentaje de distribución a un valor des referenciado.

Esto último quiere decir que hay que convertirlo al número de horas al año que está soplando un viento con esa velocidad.

La forma de hacerlo es multiplicar el porcentaje por el número de horas anual (8760).

El resultado queda reflejado en la siguiente tabla:

Densidad del aire standard, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$			
Viento (m/s)	Horas Viento	Producción E-82 2 MW kWh	Producción G-80 2 MW kWh
1	189	0	0
2	543	1.629	0
3	830	20.750	0
4	1.019	83.558	67.560
5	1.102	191.748	167.504
6	1.083	347.643	303.240
7	986	524.552	450.602
8	839	683.785	578.910
9	672	792.960	657.216
10	508	818.896	658.368
11	363	686.070	580.074
12	247	494.000	449.046
13	159	325.950	307.665
14	98	200.900	194.040
15	57	116.850	113.715
16	32	65.600	63.840
17	17	34.850	34.000
18	9	18.450	18.000
19	4	8.200	8.000
20	2	4.100	4.000
21	1	2.050	2.000
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0
25	0	0	0

TOTAL	8.760	5.422.541	4.657.780
--------------	--------------	------------------	------------------

Vemos por tanto que el molino que nos daría una producción energética máxima en el emplazamiento es el ENERCON E-82, que produce anualmente 5.422.541 kWh.




La velocidad nominal (velocidad de viento a la cual se alcanza la potencia nominal) es de 12-13 m/s según la curva de potencia.

El mismo perfil de la curva nos indica que es un molino de paso variable. Y su diámetro, siempre incluido en el nombre del modelo del aerogenerador, es de 82 metros (ENERCON E-82).

2.12.1. Replanteo del parque eólico

Con el modelo elegido en la pregunta anterior, colocar en el plano del terreno que se adjunta el número máximo de aerogeneradores posibles respetando las distancias y teniendo en cuenta la rosa de vientos del emplazamiento.

Es de destacar que ya existen dos aerogeneradores instalados con un diámetro de 70m. Habrá que calcular la afección de los mismos sobre nuestro parque.

-  Posicionar un parque eólico de 10MW
-  Aerogeneradores de 2MW
-  Diámetro del aerogenerador de 100m

 Dirección del viento

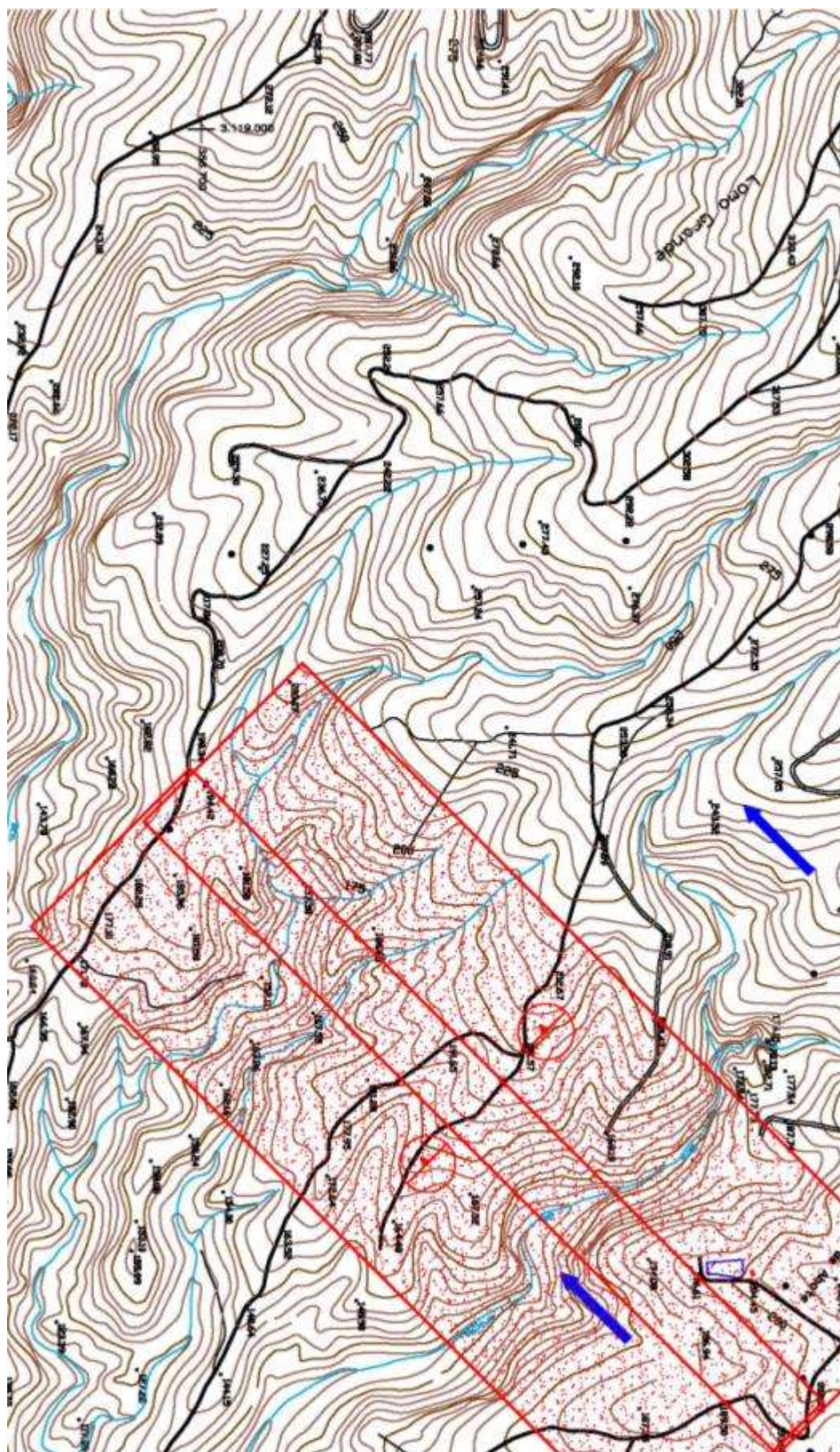
 Aerogenerador de 70 m

En la imagen del plano que se adjunta a continuación, se encuentra dibujada el área de sensibilidad de los molinos del parque autorizado existente (que son de 71m de diámetro de rotor y, por tanto, más pequeños que los aerogeneradores nuevos a colocar).

Dentro de esta área de sensibilidad, pintada en color rojo, no pueden situarse en ningún caso los aerogeneradores del parque nuevo a ubicar.

Como se indicaba en el plano, se debía colocar un parque de 10MW, con lo que habría que colocar 5 aerogeneradores de 2MW cada uno, considerándolos de 100m de diámetro.

Se tendrán que tener en cuenta las separaciones entre aerogeneradores y filas de aerogeneradores, tal y como se explicó en la teoría. De la misma forma se elegirán zonas donde el recurso eólico sea el máximo posible.



2.12.2. Inversión

Con el parque eólico calculado en la pregunta anterior, calcular el coste total de la inversión y las horas equivalentes teóricas de la instalación.



Este parque eólico al completo, por tareas de mantenimiento preventivo, está sin generar durante 140 horas al año.

Teniendo en cuenta que hay un 28% de horas sin viento durante ese año, calcular también el factor de disponibilidad del parque eólico al completo.



A efecto de cálculos tomaremos el parque de 10 MW.

Teniendo en cuenta que cada aerogenerador ENERCON E-82 cuesta 1.650.000 €, el coste de los aerogeneradores sería de $1.650.000 \times 5 = 8,25$ millones de euros. Sin embargo ese coste es sólo el 74% del coste total de la inversión.

El coste total de la inversión es de

$$8,25 / 0,74 = 11,5 \text{ millones de euros.}$$

Las horas equivalentes de la instalación son $(5.422.541 \text{ kWh} \times 5) / 10.000 \text{ KW} = 2.711$ horas.

Para calcular el factor de disponibilidad sólo debemos tener en cuenta las 140 horas que todo el parque está parado por mantenimiento, ya que las horas sin viento no se consideran.

Por tanto, de las 8.760 horas que tiene el año, el parque estará operativo durante 8.620 (8.760-140).

El factor de disponibilidad es de

$$8.620 / 8.760 = 98,4 \%$$



EJERCICIOS PRÁCTICOS RELATIVOS A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3. EJERCICIOS PRÁCTICOS RELATIVOS A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

3.1. CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA.

Supongamos una célula fotovoltaica de **150 cm²** de superficie que produce, en condiciones estándar (1.000W/m², AM1,5 y 25°C):



Voltaje de circuito abierto (**Voc**): 0,65V.



Corriente de cortocircuito (**Isc**): 5A.

Si el factor de forma (FF) es del **78%**, calcular la máxima potencia de la célula y su eficiencia.

Máxima potencia:

$$P_{max} = I_{sc} \times V_{oc} \times FF$$

$$P_{max} = 5A \times 0,65V \times 0,78 = 2,54W$$

Eficiencia de la célula:

$$\mu = \frac{I_{sc} \times V_{oc} \times FF}{A \times P_{SOL}} \times 100$$

$$\mu = \frac{5A \times 0,65V \times 0,78}{150cm^2 \times 0,1 \frac{W}{cm^2}} = 17\%$$

3.2. CÁLCULO DE VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UN MÓDULO CON LA TEMPERATURA.

Supongamos que tenemos un módulo fotovoltaico con las siguientes características eléctricas:

ITER ST-175 P-1	
Potencia máx.	175W
V máx.	23,6V
I máx.	7,42A
Voc	30,6V
Isc	8,13A

COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Tª nominale de fonctionnement de la cellule.	45±2°C
Coefficiente Tª P.max	-0,45 %/°C
Coefficiente Tª de Voc	-0,37 %/°C
Coefficiente Tª de Isc	0,06 %/°C

Calcular la variación de la tensión, intensidad y potencia de este módulo fotovoltaico operando a una **temperatura de funcionamiento de las células de 55°C**.

Recordemos que si:

Tª célula > 25°C: Voc y Vmp disminuye.

Tª célula ≤ 25°C: Voc y Vmp aumenta.

Si la temperatura de funcionamiento de la célula es de 55°C, las variaciones producidas serían las siguientes:

Tensión:

$$(55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 30^{\circ}\text{C} \times (-0,37\%/^{\circ}\text{C}) = -11,1\%$$

$$V_{oc} = 30,6\text{V} - (30,6\text{V} \times 0,111) = 27,20\text{V}$$

$$V_{mp} = 23,6\text{V} - (23,6\text{V} \times 0,111) = 20,98\text{V}$$

Intensidad:

$$(55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 30^{\circ}\text{C} \times 0,06\%/^{\circ}\text{C} = 1,80\%$$

$$I_{sc} = 8,13\text{A} + (8,13\text{A} \times 0,018) = 8,27\text{A}$$

$$I_{mp} = 7,42\text{A} + (7,42\text{A} \times 0,018) = 7,55\text{A}$$

Potencia:

$$(55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 30^{\circ}\text{C} \times (-0,45\%/^{\circ}\text{C}) = -13,50\%$$

$$P = 175\text{W} - (175\text{W} \times 0,135) = 151,37\text{W}$$



3.3. CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO.

Calcular la eficiencia de un módulo fotovoltaico con las siguientes características eléctricas.

ITER ST-175 P-1	
Potencia máx.	175W
V máx.	23,6V
I máx.	7,42A
Voc	30,6V
Isc	8,13A
Largo	1306 mm
Ancho	991 mm

Solución:

$$\mu = \frac{I_{sc} \times V_{oc} \times FF}{A \times P_{SOL}} \times 100$$

$$\mu = \frac{175\text{W}}{(1,306 \times 0,991)\text{m}^2 \times 1.000 \text{ W/m}^2} = 13,52\%$$

3.4. CÁLCULO DE LA SEPARACIÓN POR SOMBRAS.

Calcular la separación entre filas de módulos para una instalación fotovoltaica ubicada en **Canarias (28° latitud)**, si la diferencia de altura entre dos filas es de **2,25 metros**.

Solución:

$$k = \frac{1}{\tan(61^{\circ} - \text{latitud})}$$

$$k = \frac{1}{\tan(61^{\circ} - 28^{\circ})} = 1,54$$

$$d = h \times k = 2,25\text{m} \times 1,54 = 3,46\text{m}$$

3.5. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DE UNA INSTALACIÓN FV CONECTADA A RED.

Calcular la producción energética de una instalación fotovoltaica de conexión a red de **43,20 kWp**, ubicada en el municipio de Yaiza, Isla de Lanzarote, **Canarias**, España, con las siguientes características:

- Inclinación: **10°**
- Orientación: **25° SO.**

3.5.1. Irradiación global horizontal (IGH)

Se obtiene de las bases de datos de radiación solar de la zona.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
3,70	4,62	5,89	6,66	7,31	7,10
JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
6,75	6,55	6,00	4,86	3,73	3,37

Fuente: Instituto Tecnológico de Canarias.

3.5.2. Irradiación global óptima (IGO)

Debido a que la instalación fotovoltaica se sitúa en **Canarias**, a la que le corresponde una **latitud de 28°** y conociendo que para aplicaciones conectadas a red, el ángulo de inclinación óptimo que maximiza la cantidad de radiación solar captada a lo largo del año, sería la **latitud del lugar menos 10°**, se obtiene un **ángulo de inclinación óptimo de 18°**.

Con este valor entramos a la tabla del **factor k** para la latitud del lugar y elegimos los datos correspondientes para cada mes del año.

Factor de corrección k para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal.

		FACTOR K					
		Latitud: 28°					
15°		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
		JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
			0,99	1,03	1,08	1,13	1,17
20°		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
		JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
			0,97	1,02	1,09	1,16	1,21

MES	IGH kWh/m ² xDía	Factor k	IGO kWh/m ² xDía
ENE	3,70	1,16	4,28
FEB	4,62	1,12	5,18
MAR	5,89	1,08	6,34
ABR	6,66	1,02	6,79
MAY	7,31	0,98	7,15
JUN	7,10	0,96	6,83
JUL	6,75	0,98	6,60
AGO	6,55	1,02	6,71
SEP	6,00	1,09	6,52
OCT	4,86	1,15	5,58
NOV	3,73	1,19	4,45
DIC	3,37	1,19	4,02

3.5.3. Irradiación global incidente (IGI)

Debido a que el sistema fotovoltaico no está orientado perfectamente al sur y la inclinación del mismo no es la óptima para la latitud del lugar de instalación (en este caso práctico 25°SO y 10° respectivamente), debemos corregir la IGO con las **pérdidas que se producen por orientación e inclinación** a partir de la siguiente tabla, específica para la latitud de Canarias.

ORIENTATION	INCLINATION										
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°
0°	6,0%	5,0%	3,0%	1,0%	0,5%	1,0%	3,0%	4,3%	5,0%	8,0%	12,0%
5°	6,0%	5,0%	3,0%	1,3%	0,8%	1,3%	3,0%	4,5%	6,0%	8,0%	12,0%
10°	6,0%	5,0%	3,0%	1,5%	1,0%	1,5%	3,5%	4,8%	6,0%	9,0%	12,0%
15°	6,0%	5,0%	3,0%	2,0%	1,5%	2,0%	4,0%	5,0%	7,0%	9,0%	13,0%
20°	6,0%	5,0%	3,5%	2,0%	2,0%	3,0%	4,3%	5,0%	7,0%	9,0%	13,0%
25°	6,0%	5,0%	3,5%	2,5%	2,5%	3,0%	4,5%	5,0%	8,0%	10,0%	14,0%
30°	6,0%	5,0%	3,5%	2,5%	3,0%	3,5%	4,5%	5,0%	8,0%	10,0%	14,0%
35°	6,0%	5,0%	3,5%	3,0%	3,5%	4,0%	5,0%	5,5%	9,0%	11,0%	15,0%
40°	6,0%	5,0%	4,0%	3,5%	3,5%	4,3%	5,0%	6,0%	9,0%	11,0%	15,0%
45°	6,0%	5,0%	4,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	7,0%	10,0%	12,0%	15,0%
50°	6,0%	5,0%	4,0%	4,0%	4,0%	5,0%	5,5%	7,0%	10,0%	13,0%	16,0%
55°	6,0%	5,0%	4,5%	4,0%	4,5%	5,0%	6,0%	8,0%	11,0%	14,0%	17,0%
60°	6,0%	5,0%	4,5%	4,5%	5,0%	5,0%	7,0%	9,0%	12,0%	15,0%	18,0%
65°	6,0%	5,0%	4,5%	4,5%	5,0%	6,0%	8,0%	10,0%	13,0%	16,0%	19,0%
70°	6,0%	5,0%	4,5%	4,5%	6,0%	7,0%	9,0%	11,0%	14,0%	17,0%	20,0%
75°	6,0%	5,0%	4,5%	5,0%	6,0%	8,0%	10,0%	12,0%	15,0%	18,0%	21,0%
80°	6,0%	5,0%	4,5%	5,0%	7,0%	8,0%	10,0%	13,0%	16,0%	19,0%	22,0%
85°	6,0%	5,0%	5,0%	6,0%	7,0%	9,0%	11,0%	14,0%	17,0%	20,0%	23,0%
90°	6,0%	5,0%	5,0%	7,0%	8,0%	10,0%	12,0%	15,0%	18,0%	21,0%	24,0%

MES	IGO kWh/m ² x día	PÉRDIDAS (%)	IGI kWh/m ² x Día
ENE	4,28	3,5	4,13
FEB	5,18	3,5	4,99
MAR	6,34	3,5	6,12
ABR	6,79	3,5	6,55
MAY	7,15	3,5	6,90
JUN	6,83	3,5	6,59
JUL	6,60	3,5	6,37
AGO	6,71	3,5	6,47
SEP	6,52	3,5	6,29
OCT	5,58	3,5	5,38
NOV	4,45	3,5	4,29
DIC	4,02	3,5	3,88

3.5.4. IGI aplicado el performance ratio.

A partir de las estimaciones de pérdidas para cada concepto del performance ratio visto anteriormente, se obtiene para cada mes el siguiente rendimiento de la instalación fotovoltaica.

PR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
	0,795	0,795	0,785	0,785	0,775	0,765
	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0,765	0,760	0,765	0,775	0,795	0,795	

PROMEDIO
0,779

3.5.5. Producción de energía.

Resultado de multiplicar para cada mes la irradiación global incidente, por el PR, por el número de días de cada mes y, realizar la sumatoria de energía producida para todos esos meses.

MES	IGI kWh/m ² x día	Nº Días	PR	PRODUCCIÓN kWh/mes
ENE	4,13	31	0,795	4.397,06
FEB	4,99	28	0,795	4.798,54
MAR	6,12	31	0,785	6.433,78
ABR	6,55	30	0,785	6.663,71
MAY	6,90	31	0,775	7.161,37
JUN	6,59	30	0,765	6.533,59
JUL	6,37	31	0,765	6.525,99
AGO	6,47	31	0,760	6.585,11
SEP	6,29	30	0,765	6.236,16
OCT	5,38	31	0,775	5.583,79
NOV	4,29	30	0,795	4.420,07
DIC	3,86	31	0,795	4.109,60
Media	5,66	Total		69.448,77

Uds.	EQUIPO	POTENCIA (W)	USO (h/día)
5	Lámpara	125	2
1	Frigorífico	200	8
1	Microondas	800	0,1
1	Lavadora	750	1
1	PC	150	2
1	TV LCD	180	3



3.6. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DE UNA INSTALACIÓN FV CONECTADA A RED.

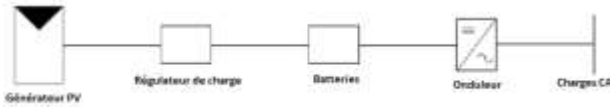
Supongamos una familia que habita una casa rural en una zona alejada de líneas eléctricas y desea obtener la energía necesaria para el funcionamiento de los aparatos que figuran en la tabla siguiente mediante una instalación solar fotovoltaica. La vivienda se encuentra en el municipio de **Granadilla**, Tenerife, Islas Canarias, España.

3.6.1. Consumo de los equipos.

El consumo de estos equipos es en **corriente alterna monofásica**, siendo el consumo total el que figura en la siguiente tabla:

Uds.	EQUIPO	POTENCIA (W)	CONSUMO (Wh/día)
5	Lámpara	75	150
1	Frigorífico	200	1600
1	Microondas	800	80
1	Lavadora	750	750
1	OP	150	300
1	TV LCD	180	540
TOTAL		2.155	3.420

3.6.2. Esquema general de la instalación FV.



3.6.3. Diseño de las baterías.

Energía a suministrar por el sistema, resultado de sumar todas las cargas en corriente alterna, es decir: **3.420Wh/día**.

Si tenemos en cuenta que se producen unas **pérdidas en el inversor del 5%, en el cableado del 2% y en las baterías del 5%**, la energía que debe almacenarse en las baterías será:

$$E = \frac{3.420 \text{ Wh/día}}{(0,95 \times 0,98 \times 0,95)} = 3.886,36 \text{ Wh/día}$$

Suponiendo que **la tensión del sistema es a 24V**, tendremos una capacidad de acumulación de:

$$C = \frac{3.886,36 \text{ Wh/día}}{24V} = 161,93Ah$$

Suponiendo una **autonomía del sistema de 3 días** (las baterías proporcionan energía durante tres días dándose bajas condiciones de radiación solar) y una **profundidad de descarga** del sistema de acumulación del **50%** (las baterías no se descargan más del 50%, se debe en todo caso seguir las recomendaciones del fabricante), tenemos que la capacidad final del sistema sería de:

$$C = \frac{161,93Ah \times 3días}{0,5} = 971,58Ah$$

3.6.4. Diseño del generador fotovoltaico.

El sistema generador, siempre que se pueda, se **orientará siempre hacia el sur (hemisferio norte)** y su **inclinación** deberá ser aproximadamente igual a la **latitud del lugar incrementada en 10°** para maximizar la energía captada en épocas invernales en los que el consumo normalmente es el mismo o mayor y las horas de radiación y altura solar menor.

Para el caso que nos ocupa, se debe seleccionar el **promedio de radiación de los 3 meses con menor radiación solar** a partir de la siguiente figura de radiación solar para la zona de Granadilla:

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
3,84	4,81	5,70	6,59	7,16	7,81
JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
7,36	6,68	5,77	4,94	3,92	3,38

En este caso se seleccionan los datos de **irradiación global horizontal (IGH)** para los meses de noviembre, diciembre y enero y a continuación calculamos la media.

$$\frac{3,92 + 3,38 + 3,84}{3} = 3,71 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}$$

Supongamos que el sistema generador está orientado al sur, por lo tanto, para obtener la **irradiación global incidente (IGI)** podemos multiplicar directamente por el factor k promediado para los meses de noviembre, diciembre y enero, para la inclinación de (latitud + 10° ≈ 30°), es decir:

$$3,71 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día} \times 1,25 = 4,64 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}$$

Si tenemos en cuenta que se producen unas **pérdidas en el regulador de carga del 5%, en el cableado del 2% y en generador fotovoltaico del 10%**, la energía que debe producir el generador fotovoltaico será:

$$E = \frac{3.886,36 \text{ Wh/día}}{(0,95 \times 0,98 \times 0,90)} = 4.626,62 \text{ Wh/día}$$

La potencia necesaria del generador fotovoltaico para suministrar esta energía necesaria sería:

$$P = \frac{4.626,62 \text{ Wh/día}}{4,64 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}} = 997,12\text{W} \approx \mathbf{1.000\text{W}}$$

3.6.5.Regulador de carga.

El regulador de carga que se seleccione deberá tener una tensión de entrada de 24V y la intensidad de regulación necesaria según el número de módulos que conforman el sistema generador.

3.6.6.Elección del inversor.

Supongamos que se produce una **simultaneidad del 100% de las cargas**, es decir, que en momentos puntuales sucede que todos los equipos están consumiendo simultáneamente.

Por tanto, la potencia mínima que debe suministrar el inversor será de **2.155W** a una temperatura ambiente de 25°C, si la temperatura de trabajo es mayor se deberá tener en cuenta que el inversor entrega menos potencia.

La tensión de entrada en corriente continua del inversor será de **24V** y la tensión de salida deberá ser a **230V** de corriente alterna.

3.7. DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.

Supongamos que una **cooperativa agrícola**, desea instalar en la cubierta de su nave industrial un sistema solar fotovoltaico para conexión a red, dicha nave dispone de una **superficie útil** de cubierta de **117,25 metros cuadrados**, de los cuales:



59,5 metros cuadrados son de cubierta plana (azotea 8,5m x 7m; lado corto orientado al sur).



57,75 metros cuadrados de cubierta inclinada 20° (tejado 5,5x10,5m; lado largo al sur) y orientación 30°SO.

La nave industrial se localiza en el municipio de Puerto de la Cruz en la Isla de Tenerife, **Canarias**, España.

Se pide:

- a) *Diseñar el campo fotovoltaico de tal manera que se aproveche la mayor superficie de cubierta y se obtenga el mayor rendimiento posible de la instalación.*
- b) *Configurar el inversor fotovoltaico.*
- c) *Calcular la producción energética mensual, teniendo en cuenta un PR del 82%, y la producción económica mensual, teniendo en cuenta una tarifa de venta de la energía a la red de 0,23€/kWh.*

Datos:



Módulo fotovoltaico:

Potencia	220 Wp
Voc	36,6 V
Vmp	29,2 V
Isc	8,08 A
Imp	7,54 A
Coeficiente T^a de Voc	-0,34 %/°C
Coeficiente T^a de Isc	0,034 %/°C
Dimensiones	1675 x 1001 x 31





Inversor:

ENTRADA DE CC	
Potencia máx.	10.200 W
Tensión máx.	1000 V
Rango de tensión MPP	320 V – 800 V
Tensión nominal	600 V
Seguidores MPP	2
Strings por cada MPP	A:4 / B:1
Corriente máx.	A:22A / B:11A
SALIDA CA	
Potencia nominal CA	10.000 W
Frecuencia de CA	50 Hz
Corriente máx de CA	16 A
Rendimiento Europeo	97,7%



3.7.1. Diseñar el campo fotovoltaico

Diseñar el campo fotovoltaico aprovechando la mayor superficie de cubierta y obteniendo el mayor rendimiento posible de la instalación. Según nos indica el enunciado del problema tenemos dos cubiertas bien diferenciadas:

-  Cubierta plana (0°) y orientada al SUR.
-  Cubierta inclinada a 20° y orientada 30°SO.

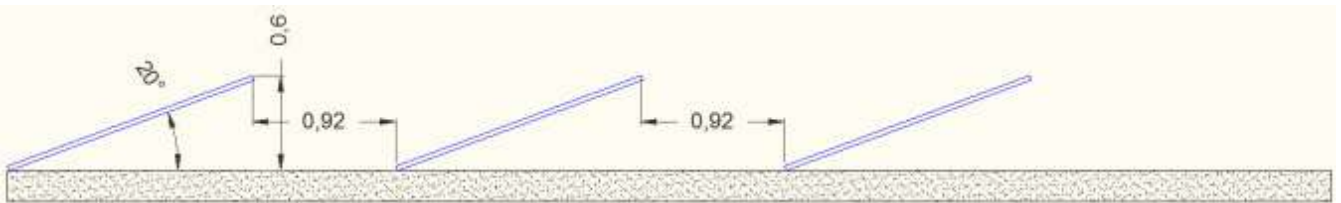
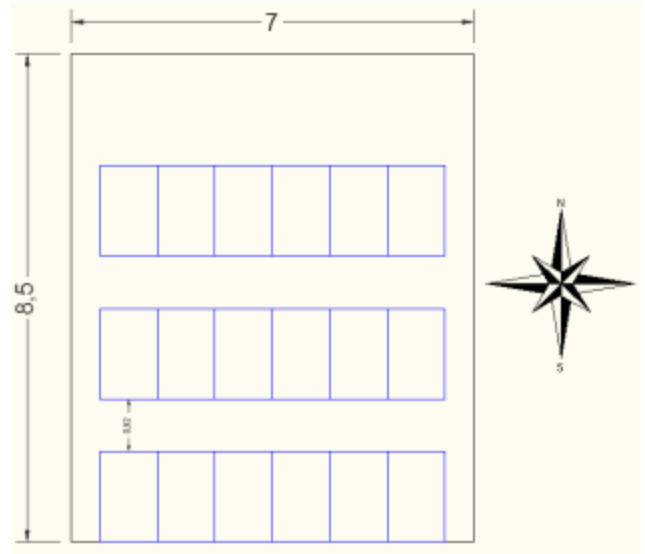
El factor adimensional h , para la separación entre filas de módulos (en el caso de la cubierta plana), para la latitud de Canarias (28°), es el siguiente:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 28^\circ)} = 1,54$$

Según las medidas de las cubiertas dadas en el problema, las posibles distribuciones de módulos sobre las cubiertas son las siguientes:

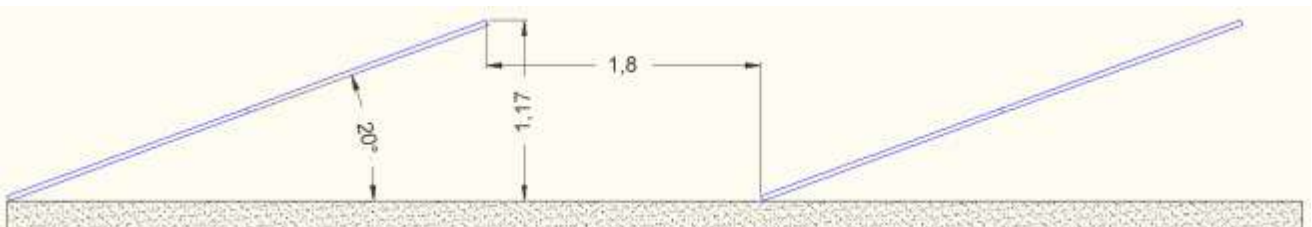
I. CUBIERTA PLANA

A. Módulos en filas simples dispuestos en vertical. **Nº módulos: 18 uds.**

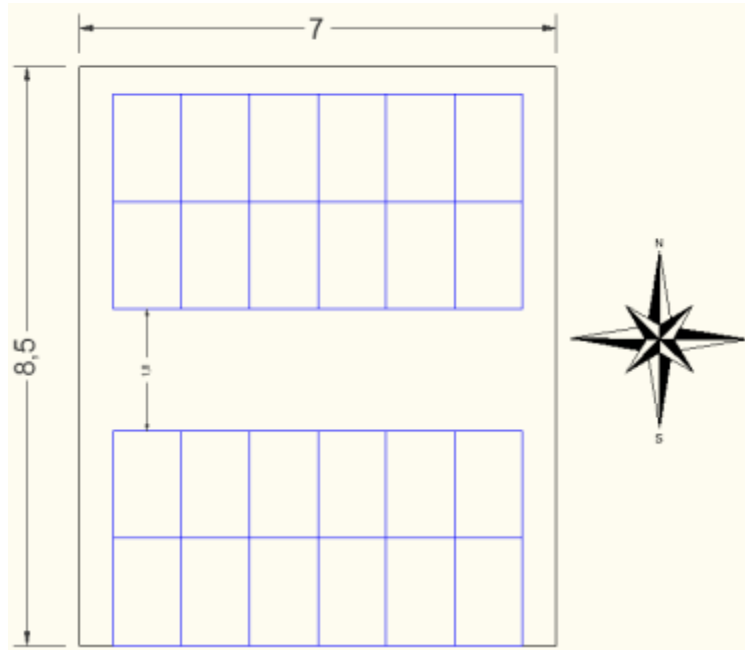


$$d = h \times k = 0,60m \times 1,54 = 0,92m$$

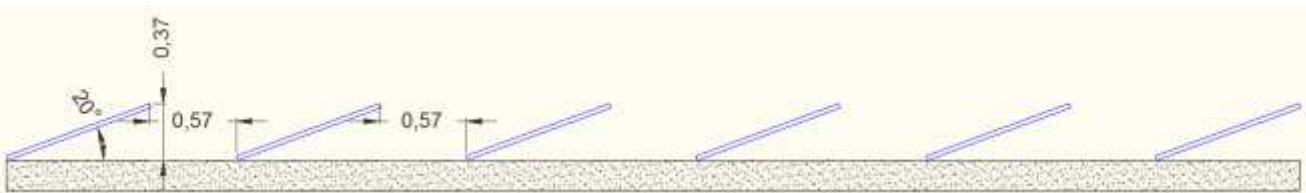
B. Módulos en filas dobles dispuestos en vertical. **Nº módulos: 24 uds.**



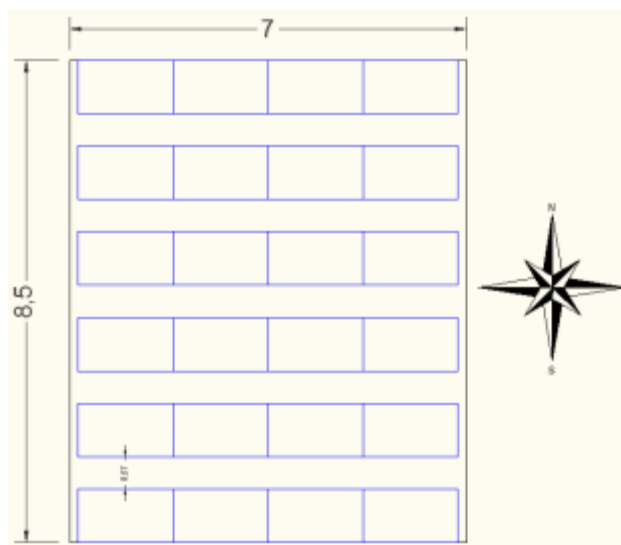
$$d = h \times k = 1,17m \times 1,54 = 1,80m$$



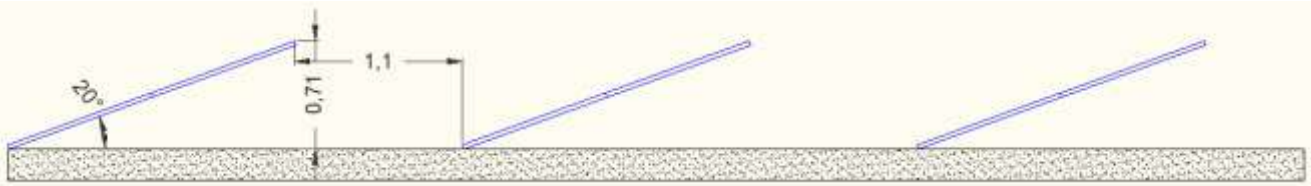
C. Módulos en filas simples dispuestos en horizontal. Nº módulos: 24 uds.



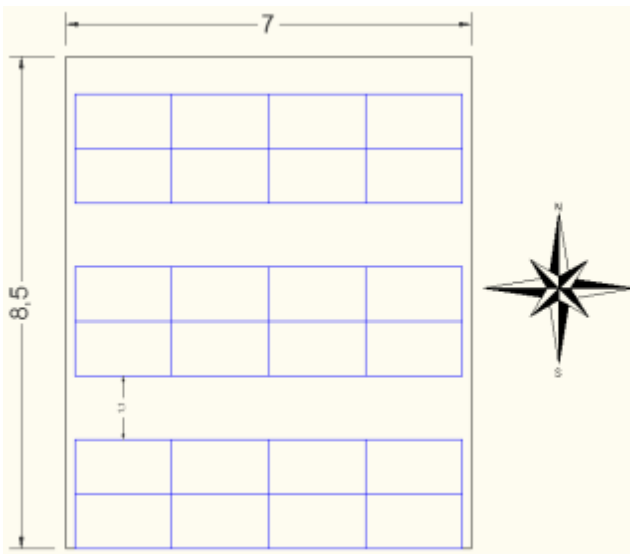
$$d = h \times k = 0,37m \times 1,54 = 0,57m$$



D. Módulos en filas dobles dispuestos en horizontal. **Nº módulos: 24 uds.**



$$d = h \times k = 0,71m \times 1,54 = 1,10m$$

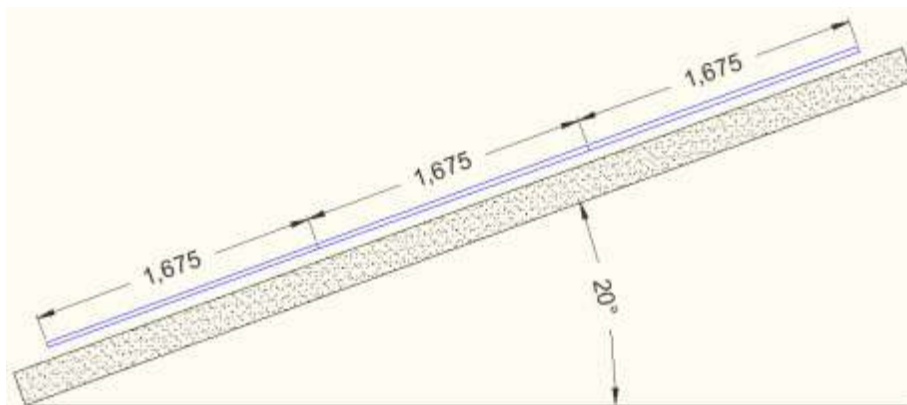


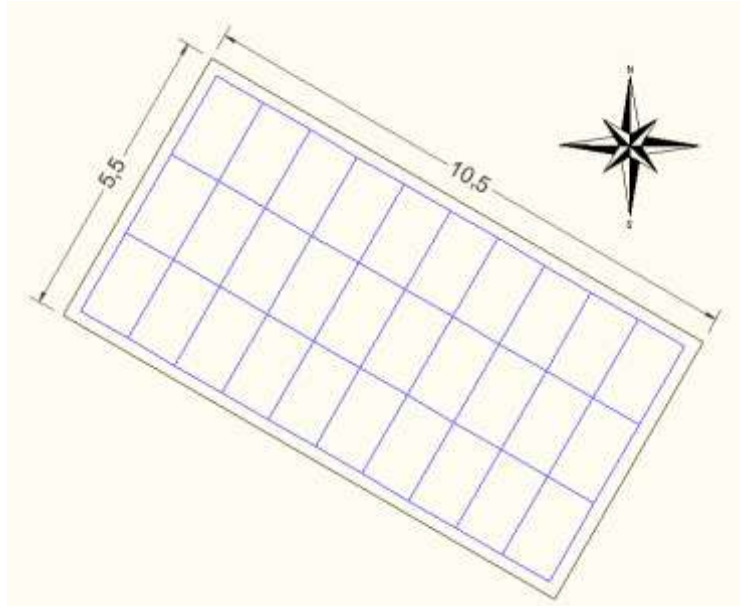
Por tanto, para esta cubierta existen 4 configuraciones posibles, sólo existiendo 3 en las que podemos aprovechar al máximo dicha cubierta incluyendo hasta un total de 24 módulos fotovoltaicos.

Dentro de estas 3 configuraciones, la elección de una u otra, atenderá a criterios de exposición a los agentes atmosféricos, como por ejemplo al viento (filas simples y dobles en horizontal están menos expuestas que filas dobles en vertical), ahorro en sistema estructural y mano de obra de montaje (filas dobles en horizontal y vertical tienen menor coste que filas simples en horizontal).

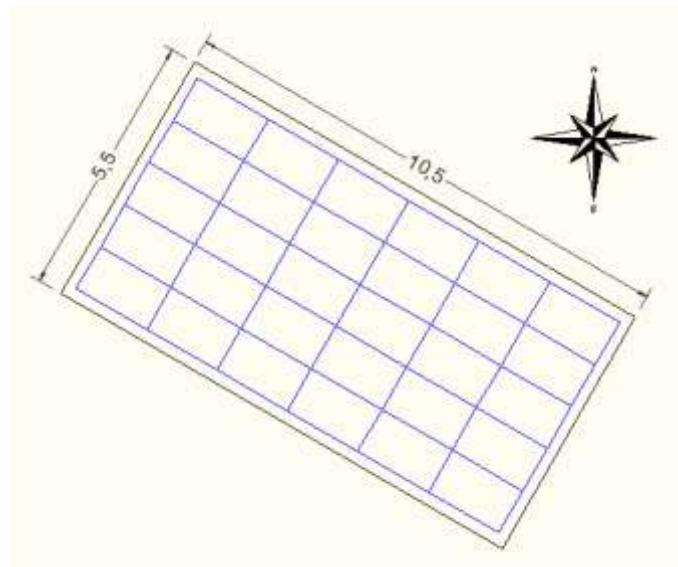
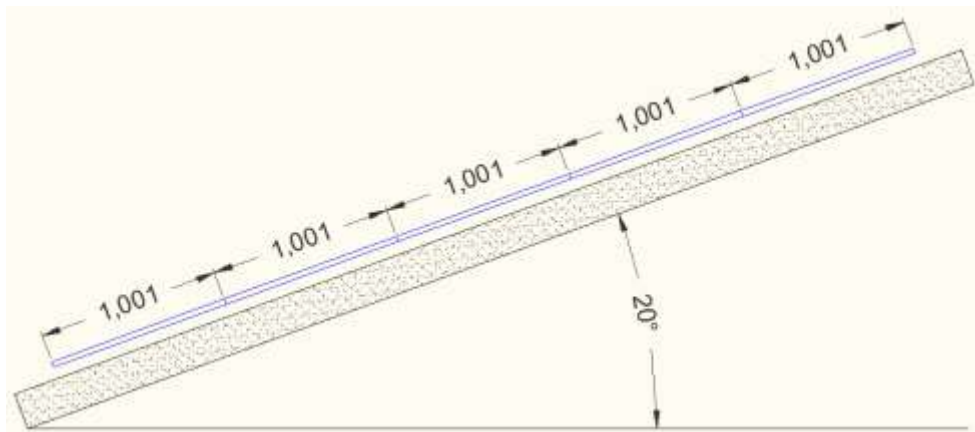
II. **CUBIERTA INCLINADA.**

- a) Módulos superpuestos sobre cubierta en vertical. **Nº módulos: 30 uds.**





b) Módulos superpuesto sobre cubierta en horizontal. Nº módulos: 30 uds.



Para esta cubierta, al tener una inclinación de 20° y, ser la inclinación óptima para instalaciones conectadas a red, la latitud del lugar (en este caso 28°) menos 10°, es decir, 18°, dispondremos los módulos fotovoltaicos superpuestos sobre la cubierta. Tanto en vertical como en horizontal caben un total de 30 unidades, por lo que la elección de una disposición u otra, atenderá a criterios de adecuación del sistema estructural.

Es importante señalar que en este tipo de instalaciones fotovoltaicas se hace necesario permitir la ventilación de los módulos fotovoltaicos entre éstos y la cubierta para evitar un aumento de temperatura que, como vimos, trae consigo una disminución de la potencia. Por ello, se deberá garantizar una separación mínima que garantice una ventilación adecuada de los módulos fotovoltaicos.

Por tanto, tenemos los siguientes resultados:

Cubierta plana:

Nº módulos: 24 uds.

Potencia: 24uds x 220Wp = 5.280Wp

Orientación: SUR.

Inclinación: 20°.

Cubierta inclinada:

Nº módulos: 30 uds.

Potencia: 30uds x 220Wp = 6.600Wp

Orientación: 30°SO.

Inclinación: 20°.

3.7.2. Configuración del inversor fotovoltaico.

Como en este caso tenemos 2 grupos diferenciados de módulos fotovoltaicos con diferente número de unidades, inclinación y orientación cada uno, se hace necesario que el inversor que se utilice tenga como mínimo dos seguidores del punto de máxima potencia o bien, utilizar dos inversores independientes, uno para cada grupo.

En este caso, el inversor que tenemos dispone de 2 seguidores del punto de máxima potencia, por lo que vamos a configurar cada cubierta de manera independiente.

Cubierta plana:

Probamos haciendo un solo string, conectando en serie los **24 módulos fotovoltaicos**, de tal manera que tenemos:

$$V_{oc} = 24uds \times 36,6V = 878,4V$$

Es menor del límite del inversor (1.000V).

$$V_{mp} = 24uds \times 29,2V = 700,8V$$

Está dentro de la ventana de tensiones del inversor (320V - 800V).

$$I_{mp} = 7,54A$$

Está por debajo del límite del inversor (11A), utilizando la entrada B del inversor.

Vamos a calcular si la configuración de este string sigue cumpliendo bajo condiciones de trabajo.

Supongamos por ejemplo una temperatura de operación de las células de **42°C**.

Tensión:

$$(42^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 17^{\circ}\text{C} \times (-0,34\%/^{\circ}\text{C}) = -5,78\%$$

$$V_{oc} = 878,4\text{V} - (878,4\text{V} \times 0,0578) = 827,62\text{V} < 1.000\text{V} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$V_{mp} = 700,8\text{V} - (700,8\text{V} \times 0,0578) = 660,29\text{V} (320\text{V} - 800\text{V}) \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Intensidad:

$$(42^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 17^{\circ}\text{C} \times 0,034\%/^{\circ}\text{C} = 0,578\%$$

$$I_{oc} = 8,08\text{A} + (8,08\text{A} \times 0,00578) = 8,12\text{A} < 11\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_{mp} = 7,54\text{A} + (7,54\text{A} \times 0,00578) = 7,58\text{A} < 11\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Supongamos por ejemplo una temperatura de operación de las células de **6°C**.

Tensión:

$$(6^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -19^{\circ}\text{C} \times (-0,34\%/^{\circ}\text{C}) = 6,46\%$$

$$V_{oc} = 878,4\text{V} + (878,4\text{V} \times 0,0646) = 935,14\text{V} < 1.000\text{V} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$V_{mp} = 700,8\text{V} + (700,8\text{V} \times 0,0646) = 746,07\text{V} (320\text{V} - 800\text{V}) \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Intensidad:

$$(6^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -19^{\circ}\text{C} \times 0,034\% \frac{^{\circ}\text{C}}{^{\circ}\text{C}} = -0,646\%$$

$$I_{oc} = 8,08\text{A} - (8,08\text{A} \times 0,00646) = 8,02\text{A} < 11\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_{mp} = 7,54\text{A} - (7,54\text{A} \times 0,00646) = 7,49\text{A} < 11\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Cubierta inclinada:

Probamos haciendo un solo string, conectando en serie los **30 módulos fotovoltaicos**, de tal manera que tenemos:

$$V_{oc} = 30\text{uds} \times 36,6\text{V} = 1.098\text{V}$$

Es **mayor del límite del inversor (1.000V)**, por tanto no podemos utilizar esta configuración ya que no cumple uno de los requisitos de funcionamiento del inversor.

Probamos con **2 strings de 15 módulos**, tenemos:

$$V_{oc} = 15\text{uds} \times 36,6\text{V} = 549\text{V}$$

Es menor del límite del inversor (1.000V).

$$V_{mp} = 15\text{uds} \times 29,2\text{V} = 438\text{V}$$

Está dentro de la ventana de tensiones del inversor (320V - 800V).

$$I_{mp} = 2\text{strings} \times 7,54\text{A} = 15,08\text{A}$$

Está por debajo del límite del inversor (22A) utilizando la entrada A del inversor.

Vamos a calcular si la configuración de este string sigue cumpliendo bajo condiciones de trabajo.

Supongamos por ejemplo una temperatura de operación de las células de **42°C**.

Tensión:

$$(42^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 17^{\circ}\text{C} \times (-0,34\%/^{\circ}\text{C}) = -5,78\%$$

$$V_{oc} = 549\text{V} - (549\text{V} \times 0,0578) = 517,26\text{V} < 1.000\text{V}$$

→ CUMPLE

$$V_{mp} = 438\text{V} - (438\text{V} \times 0,0578)$$

$$= 412,68\text{V} (320\text{V} - 800\text{V})$$

→ CUMPLE

Intensidad:

$$(42^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 17^{\circ}\text{C} \times 0,034\%/^{\circ}\text{C} = 0,578\%$$

$$I_{oc} = 8,08\text{A} + (8,08\text{A} \times 0,00578) = 8,12\text{A} \times 2\text{strings}$$

$$= 16,24\text{A} < 22\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_{mp} = 7,54\text{A} + (7,54\text{A} \times 0,00578) = 7,58\text{A} \times 2\text{strings}$$

$$= 15,16\text{A} < 22\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Supongamos por ejemplo una temperatura de operación de las células de **6°C**.

Tensión:

$$(6^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -19^{\circ}\text{C} \times (-0,34\%/^{\circ}\text{C}) = 6,46\%$$

$$V_{oc} = 549\text{V} + (549\text{V} \times 0,0646) = 584,46\text{V} < 1.000\text{V}$$

→ CUMPLE

$$V_{mp} = 438\text{V} + (438\text{V} \times 0,0646)$$

$$= 466,29\text{V} (320\text{V} - 800\text{V})$$

→ CUMPLE

Intensidad:

$$(6^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -19^{\circ}\text{C} \times 0,034\%/^{\circ}\text{C} = -0,646\%$$

$$I_{oc} = 8,08\text{A} - (8,08\text{A} \times 0,00646) = 8,02\text{A} \times 2\text{strings}$$

$$= 16,04 < 22\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_{mp} = 7,54\text{A} - (7,54\text{A} \times 0,00646) = 7,49\text{A} \times 2\text{strings}$$

$$= 14,98\text{A} < 22\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Por lo tanto, la configuración del inversor y de la instalación fotovoltaica queda del siguiente modo:

3 strings fotovoltaicos

1 strings de 24 módulos a la entrada B del inversor.

2 strings de 15 módulos cada uno a la entrada A del inversor.

Potencia pico de la instalación: 54uds x 220Wp = **11.880Wp**

Potencia nominal de la instalación (la de CA del inversor): **10.000W**

3.7.3. Calcular la producción energética mensual

Calcular la producción energética mensual teniendo en cuenta un PR del 82%, la producción económica mensual, y una tarifa de venta de la energía a la red de 0,23€/kWh.

Como la instalación fotovoltaica está dividida en dos grupos con diferente orientación, cada una tendrá unas pérdidas por orientación e inclinación diferentes, calculas así la producción de energía y económica por separado.

La irradiación global horizontal (IGH) se corresponde con la del municipio del Puerto de la Cruz según se nos indica en el enunciado del ejercicio.

CUBIERTA PLANA	Potencia	5,28	kWp	Tarifa	23	c€/kWh
-----------------------	----------	-------------	-----	--------	-----------	--------

	IGH (kWh/m ² x día)	factor k	IGO (kWh/m ² x día)	Pérdidas O&I (%)	IGI (kWh/m ² x día)	PR (%)	IGI (kWh/m ² x día)	Días	Producción energética (kWh/mes)	Producción económica (€/mes)
ENE	3,37	1,16	3,91	0,0	3,91	82	3,21	31	524,68	120,68
FEB	4,21	1,12	4,72	0,0	4,72	82	3,87	28	571,62	131,47
MAR	5,17	1,08	5,58	0,0	5,58	82	4,58	31	749,42	172,37
ABR	5,07	1,02	5,17	0,0	5,17	82	4,24	30	671,70	154,49
MAY	5,75	0,98	5,64	0,0	5,64	82	4,62	31	756,32	173,95
JUN	6,42	0,96	6,16	0,0	6,16	82	5,05	30	800,53	184,12
JUL	5,91	0,98	5,79	0,0	5,79	82	4,75	31	777,36	178,79
AGO	5,84	1,02	5,96	0,0	5,96	82	4,88	31	799,51	183,89
SEP	5,13	1,09	5,59	0,0	5,59	82	4,59	30	726,29	167,05
OCT	4,18	1,15	4,81	0,0	4,81	82	3,94	31	645,18	148,39
NOV	3,11	1,19	3,70	0,0	3,70	82	3,03	30	480,70	110,56
DIC	3,00	1,19	3,57	0,0	3,57	82	2,93	31	479,16	110,21

SUMA	7.982,47	1.835,97
-------------	-----------------	-----------------

En el caso de la cubierta plana, no existen pérdidas por inclinación y orientación debido a que está orientada al SUR e inclinada 20° (de acuerdo a su latitud)

CUBIERTA INCLINADA	Potencia	6,60	kWp	Tarifa	23	c€/kWh
---------------------------	----------	-------------	-----	--------	-----------	--------

	IGH (kWh/m ² x día)	factor k	IGO (kWh/m ² x día)	Pérdidas O&I (%)	IGI (kWh/m ² x día)	PR (%)	IGI (kWh/m ² x día)	Días	Producción energética (kWh/mes)	Producción económica (€/mes)
ENE	3,37	1,16	3,91	3,0	3,79	82	3,11	31	636,18	146,32
FEB	4,21	1,12	4,72	3,0	4,57	82	3,75	28	693,09	159,41
MAR	5,17	1,08	5,58	3,0	5,42	82	4,44	31	908,67	208,99
ABR	5,07	1,02	5,17	3,0	5,02	82	4,11	30	814,44	187,32
MAY	5,75	0,98	5,64	3,0	5,47	82	4,48	31	917,03	210,92
JUN	6,42	0,96	6,16	3,0	5,98	82	4,90	30	970,64	223,25
JUL	5,91	0,98	5,79	3,0	5,62	82	4,61	31	942,55	216,79
AGO	5,84	1,02	5,96	3,0	5,78	82	4,74	31	969,40	222,96
SEP	5,13	1,09	5,59	3,0	5,42	82	4,45	30	880,63	202,55
OCT	4,18	1,15	4,81	3,0	4,66	82	3,82	31	782,29	179,93
NOV	3,11	1,19	3,70	3,0	3,59	82	2,94	30	582,85	134,06
DIC	3,00	1,19	3,57	3,0	3,46	82	2,84	31	580,98	133,62

SUMA	9.678,75	2.226,11
-------------	-----------------	-----------------

En este caso, si que existen pérdidas por orientación e inclinación debido a que este subgrupo de la instalación está orientado 30°SO e inclinado 20°.



Producción de energía: **17.661,22 kWh/año.**



Producción económica: 4.062,08 €/año.



SOCIOS

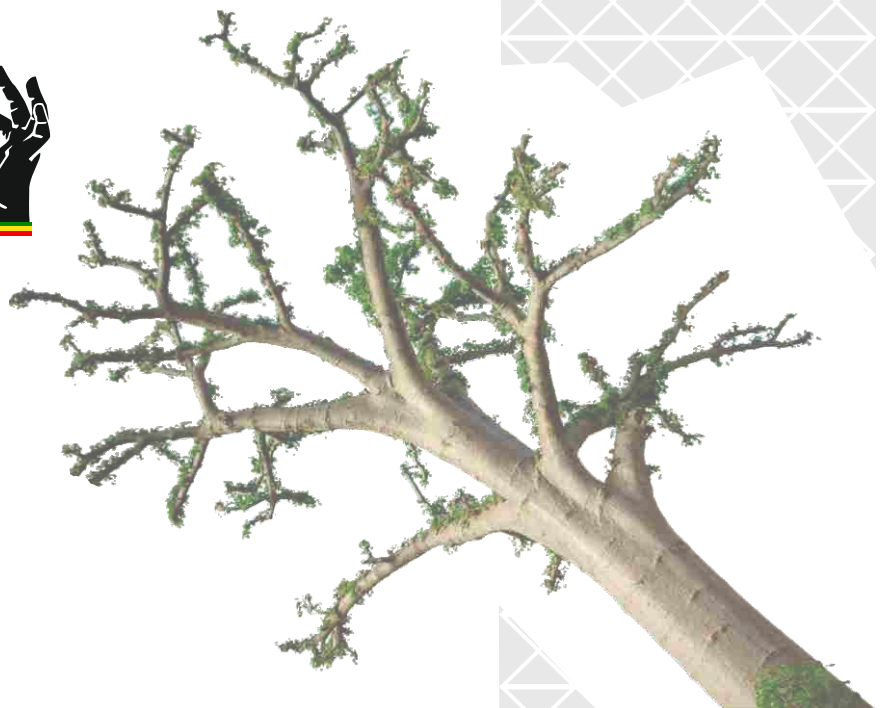
COFINANCIACIÓN



PROGRAMA
MAC 2007 - 2013
Cooperación Transnacional



Unión Europea
FEDER
Invertimos en su futuro



CONTACTA CON NOSOTROS

Participa en los Seminarios y Jornadas Técnicas, en la Página Web y en nuestro Facebook; o envíanos tus consultas o sugerencias a la siguiente dirección de correo electrónico:

@ macsenvp@iter.es

 <http://macsen-pv.iter.es>

 www.facebook/MacsenPV