



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial

Optimización de sistemas de bombeo solar directo

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

Autor: Ángel Barqueros Provencio

Director: Francisco Javier Cánovas Rodríguez

Codirector: José Miguel Molina Martínez

Cartagena, Julio de 2019



Universidad
Politécnica
de Cartagena

ÍNDICE

1.	Introducción a la energía solar fotovoltaica.....	1
2.	Objeto del proyecto.....	2
3.	Visión global de la energía solar.....	2
3.1.	Contexto histórico de la energía solar.....	2
3.2.	Contexto actual de la energía solar.....	4
3.3.	Energía solar en España.....	8
4.	Elementos que componen un sistema de bombeo solar.....	12
4.1.	Módulos fotovoltaicos.....	13
4.2.	Regulador de carga.....	14
4.3.	Inversor.....	15
4.4.	Bomba solar.....	16
4.5.	Cableado eléctrico.....	17
4.6.	Protecciones.....	17
5.	Características generales de un sistema de bombeo solar.....	18
5.1.	Tipos de sistemas de bombeo solar.....	18
5.1.1.	Clasificación en función del suministro de agua.....	18
5.1.2.	Clasificación en función del suministro de energía.....	19
5.2.	Funcionamiento de un sistema solar.....	21
5.2.1.	Funcionamiento de un sistema aislado.....	21
5.2.2.	Funcionamiento de un sistema híbrido.....	22
5.3.	Ventajas e inconvenientes de un sistema de bombeo solar.....	24
5.3.1.	Ventajas.....	24
5.3.2.	Inconvenientes.....	24
6.	Datos principales de partida.....	24
6.1.	Localización y emplazamiento de la parcela de riego.....	25
6.2.	Características de la parcela y necesidades hídricas.....	25
6.2.1.	Área de la parcela.....	25
6.2.2.	Diseño de la balsa de riego.....	26
6.2.3.	Necesidades hídricas.....	27
6.3.	Información de partida para el dimensionado.....	27
6.3.1.	Equipos a colocar en la instalación.....	27
6.3.2.	Datos de partida para el dimensionado.....	27
7.	Dimensionado de una instalación de bombeo solar. Procedimiento de cálculo.....	27
7.1.	Cálculo de la radiación solar disponible.....	28
7.1.1.	Horas solares pico.....	28

7.2.	Cálculo del caudal necesario	34
7.3.	Diseño del sistema de riego.....	38
7.3.1.	Ubicación	38
7.3.2.	Longitud de la tubería	40
7.3.3.	Diámetro nominal de la tubería	40
7.3.4.	Material de la tubería	42
7.4.	Dimensionado del grupo motor-bomba	42
7.4.1.	Motor.....	42
7.4.2.	Bomba	42
7.4.3.	Diseño de la bomba.....	55
7.5.	Cálculo del variador de frecuencia	59
7.5.1.	Selección del variador de frecuencia para este caso práctico	63
7.6.	Generador fotovoltaico	64
7.6.1.	Cálculo del número de paneles	67
7.6.2.	Selección del módulo fotovoltaico.....	68
7.6.3.	Distancia entre filas de paneles para evitar el sombreado	72
7.7.	Cálculo de la sección del conductor	73
7.7.1.	Criterio de calentamiento	73
7.7.2.	Criterio de caída de tensión	79
7.8.	Cálculo de los elementos de protección.....	83
7.8.1.	Interruptor automático.....	83
7.8.2.	Pararrayos	90
7.9.	Puesta a tierra	90
7.9.1.	Protección frente a contactos indirectos	90
7.9.2.	Protección frente a contactos directos	91
7.9.3.	Sistema de puesta a tierra	92
8.	Estudio de la utilización de un sistema de acumulación.....	94
8.1.	Dimensionado de las baterías.....	94
8.2.	Dimensionado del regulador	98
8.3.	Dimensionado del inversor	100
9.	Estudio del comportamiento si la bomba fuese de continua	101
10.	Discusión de los resultados	102
11.	Conclusiones	103
12.	Bibliografía	103
13.	ANEXOS	106
13.1	. Ficha técnica de la bomba	106

13.2.	Ficha técnica del variador de frecuencia	109
13.3.	Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos	112
13.4.	Ficha técnica de las baterías	114
13.5.	Ficha técnica del regulador.....	116
13.6.	Ficha técnica del inversor.....	118
13.7.	Plano de la balsa	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.	Evolución del precio de las diferentes tecnologías fotovoltaicas	1
Figura 3.1.	Grabado de Arquímedes con uno de sus espejos ustorios	3
Figura 3.2.	Horno solar de Lavoisier	3
Figura 3.3.	Crecimiento mundial de la capacidad de energía solar	5
Figura 3.4.	Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por región.....	5
Figura 3.5.	Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por países	6
Figura 3.6.	Crecimiento de la generación de energía según la fuente entre el 2000 y 2015	6
Figura 3.7.	Inversión mundial en energía solar	7
Figura 3.8.	Evolución del coste de los módulos solares de silicio (euro/vatio)	7
Figura 3.9.	Energía solar fotovoltaica generada en España.....	8
Figura 3.10.	% de cobertura solar fotovoltaica sobre la generación renovable	9
Figura 3.11.	Potencia solar fotovoltaica acumulada en España.....	9
Figura 3.12.	Potencia solar fotovoltaica instalada anualmente en España	10
Figura 3.13.	Potencia instalada fotovoltaica (MW) por Comunidad Autónoma	10
Figura 3.14.	Generación de electricidad con energía fotovoltaica (GWh) por Comunidad Autónoma	11
Figura 4.1.	Descripción gráfica de los componentes de un sistema de bombeo solar	12
Figura 4.2.	Módulo fotovoltaico	13
Figura 4.3.	Componentes de una célula fotovoltaica	13
Figura 4.4.	Esquema de conexión del regulador en la instalación	14
Figura 4.5.	Conexión de un inversor-regulador en una instalación autónoma a 12 voltios.....	15
Figura 4.6.	Bomba solar sumergible	17
Figura 4.7.	Cables eléctricos	17
Figura 5.1.	Esquema de suministro a balsa o depósito.....	18
Figura 5.2.	Esquema de suministro directo a riego.....	19
Figura 5.3.	Esquema de un sistema aislado	19
Figura 5.4.	Esquema de un sistema híbrido eléctrico.....	20
Figura 5.5.	Esquema de un sistema híbrido hidráulico	20
Figura 5.6.	Funcionamiento de un sistema aislado totalmente despejado	21
Figura 5.7.	Funcionamiento de un sistema aislado con presencia de nubes	22
Figura 5.8.	Funcionamiento de un sistema híbrido totalmente soleado	23
Figura 5.9.	Funcionamiento de un sistema híbrido con presencia de nubes.....	23
Figura 6.1.	Localización de la parcela de cultivo	25
Figura 6.2.	Área total de la parcela de estudio	26
Figura 6.3.	Dimensiones para el diseño de la balsa de riego	26

Figura 7.1. Relación entre Irradiación y HSP en un día.....	28
Figura 7.2. Trayectoria aparente del sol un día cualquiera.....	29
Figura 7.3. Geometría solar para el cálculo de paneles solares	30
Figura 7.4. Radiación solar sobre un panel en función de su inclinación y orientación	31
Figura 7.5. Localización de la parcela mediante el programa PVGIS	32
Figura 7.6. Resultados obtenidos de radiación en PVGIS.....	33
Figura 7.7. Localización geográfica de la parcela de cultivo	39
Figura 7.8. Longitud desde el punto más alto al más bajo	39
Figura 7.9. Componentes de una bomba centrífuga.....	42
Figura 7.10. Bombas de desplazamiento positivo	43
Figura 7.11. Clasificación de las bombas según su emplazamiento	43
Figura 7.12. Curva característica de una bomba centrífuga	44
Figura 7.13. Punto de funcionamiento de una bomba.....	44
Figura 7.14. Esquema de altura de impulsión.....	46
Figura 7.15. Diagrama de Moody	48
Figura 7.16. Coeficientes de pérdida de carga.....	50
Figura 7.17. Cálculo de la longitud equivalente	51
Figura 7.18. Representación de la NPSH.....	53
Figura 7.19. Ejemplos de instalación en carga o en aspiración	53
Figura 7.20. Curva NPSHr	54
Figura 7.21. Curvas características de la bomba DS4 12.....	57
Figura 7.22. Representación del punto de funcionamiento en la bomba DS4 12	58
Figura 7.23. Esquema de un variador de frecuencia	59
Figura 7.24. Tipos de rectificadores.....	60
Figura 7.25. Inversor de seis pasos	61
Figura 7.26. Inversor PWM.....	61
Figura 7.27. Esquema de una instalación de un variador de frecuencia.....	62
Figura 7.28. Características generales del variador	63
Figura 7.29. Modelo de variador escogido.....	64
Figura 7.30. Sección transversal de un módulo fotovoltaico.....	65
Figura 7.31. Curva característica de una célula fotovoltaica.....	66
Figura 7.32. Características eléctricas bajo condiciones de prueba	69
Figura 7.33. Características mecánicas	69
Figura 7.34. Características eléctricas bajo condiciones de operación	70
Figura 7.35. Cálculo de la altura del obstáculo h.....	72
Figura 7.36. Valores normalizados de la intensidad nominal.....	78
Figura 7.37. Valores normalizados de la intensidad nominal.....	79
Figura 7.38. Representación de la caída de tensión	80
Figura 7.39. Circuito equivalente de ejemplo para el cálculo de intensidades de cortocircuito ..	85
Figura 7.40. Interruptores automáticos magnetotérmicos	87
Figura 7.41. Curvas de funcionamiento para una intensidad nominal entre 16 y 63 A	88
Figura 7.42. Curva I2T para interruptores automáticos	89
Figura 7.43. Punta captadora múltiple en acero inoxidable y cobre	90
Figura 7.44. Esquema IT aislado de tierra.....	91
Figura 7.45. Valores aproximados de resistividad en función del terreno	92
Figura 7.46. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno.....	92
Figura 7.47. Fórmulas para estimar el valor de la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y características del electrodo	93
Figura 8.1. Relación de profundidad de descarga con el número de ciclos de vida	95

Figura 8.2. Relación número de ciclos en función de la capacidad de una batería.....	95
Figura 8.3. Regulador de carga PMW.....	99
Figura 8.4. Inversor Sunways	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Instalaciones por CC.AA. de proyectos conectados a red y dados de alta como productores	11
Tabla 4.1. Tipos de paneles fotovoltaicos	14
Tabla 4.2. Clasificación de los tipos de reguladores, según diversos conceptos	15
Tabla 7.1. HSP diarias cada mes.....	29
Tabla 7.2. Producción de electricidad media y mensual	34
Tabla 7.3. Obtención del volumen medio mensual a partir del caudal medio diario obtenido (19 m ³ /h).....	35
Tabla 7.4. Cálculo del mes con más demanda hídrica	36
Tabla 7.5. Cálculo de necesidades hídricas para un caudal medio	37
Tabla 7.6. Cálculo del volumen mensual y anual a partir del valor del caudal medio proporcionado como dato (12 m ³ /h).....	38
Tabla 7.7. Diámetros de tuberías normalizados.....	40
Tabla 7.8. Coeficiente de Hazen-Williams en función del material	49
Tabla 7.9. Calculo de la longitud equivalente	51
Tabla 7.10. Valores de la Pv en función de la temperatura.....	56
Tabla 7.11. Tabla de selección para las bombas del modelo DS4 12	59
Tabla 7.12. Relación entre la sección de tensión de funcionamiento de variador y bomba, con el campo generador.....	63
Tabla 7.13. Características de operación.....	70
Tabla 7.14. Cálculo del modelo más óptimo I.....	70
Tabla 7.15. Cálculo del modelo más óptimo II.....	71
Tabla 7.16. Datos para el cálculo de la distancia entre módulos	72
Tabla 7.17. Valores de h y k para el cálculo de la distancia entre módulos	73
Tabla 7.18. Factor de corrección por temperatura	74
Tabla 7.19. Factor de corrección por temperatura	75
Tabla 7.20. Factor de corrección por resistividad.....	75
Tabla 7.21. Sección del conductor en función de la intensidad admisible para cables aéreos	76
Tabla 7.22. Valor de la sección mínima para una instalación subterránea	77
Tabla 7.23. Valor de la sección del conductor para el 1º Tramo	77
Tabla 7.24. Valor de la sección del conductor para el 2º Tramo	78
Tabla 7.25. Valor de la reactancia en función de la sección del cable	80
Tabla 7.26. Valores de resistividad en función del aislamiento	81
Tabla 7.27. Principales datos característicos del 1º Tramo	82
Tabla 7.28. Valores obtenidos de caída de tensión	82
Tabla 7.29. Principales datos característicos del 2º Tramo	82
Tabla 7.30. Valores obtenidos de caída de tensión	83
Tabla 7.31. Características de cada tramo para la comprobación del criterio de sobrecarga	84
Tabla 7.32. Características de cada tramo para la comprobación del criterio de cortocircuito ...	86
Tabla 8.1. Capacidad de una batería en función de su temperatura de operación	96

Tabla 8.2. Parámetros principales de la batería	96
Tabla 8.3. Modelos de baterías	97
Tabla 8.4. Comparación entre los modelos de baterías	98

ÍNDICE DE ECUACIONES

<i>Ecuación 7.1</i>	31
<i>Ecuación 7.2</i>	31
<i>Ecuación 7.3</i>	31
<i>Ecuación 7.4</i>	31
<i>Ecuación 7.5</i>	34
<i>Ecuación 7.6</i>	35
<i>Ecuación 7.7</i>	36
<i>Ecuación 7.8</i>	41
<i>Ecuación 7.9</i>	45
<i>Ecuación 7.10</i>	45
<i>Ecuación 7.11</i>	45
<i>Ecuación 7.12</i>	46
<i>Ecuación 7.13</i>	46
<i>Ecuación 7.14</i>	47
<i>Ecuación 7.15</i>	47
<i>Ecuación 7.16</i>	47
<i>Ecuación 7.17</i>	48
<i>Ecuación 7.18</i>	48
<i>Ecuación 7.19</i>	49
<i>Ecuación 7.20</i>	50
<i>Ecuación 7.21</i>	52
<i>Ecuación 7.22</i>	52
<i>Ecuación 7.23</i>	52
<i>Ecuación 7.24</i>	53
<i>Ecuación 7.25</i>	54
<i>Ecuación 7.26</i>	54
<i>Ecuación 7.27</i>	54
<i>Ecuación 7.28</i>	55
<i>Ecuación 7.29</i>	55
<i>Ecuación 7.30</i>	56
<i>Ecuación 7.31</i>	56
<i>Ecuación 7.32</i>	56
<i>Ecuación 7.33</i>	63
<i>Ecuación 7.34</i>	67
<i>Ecuación 7.35</i>	67
<i>Ecuación 7.36</i>	67
<i>Ecuación 7.37</i>	67
<i>Ecuación 7.38</i>	68
<i>Ecuación 7.39</i>	68
<i>Ecuación 7.40</i>	68

<i>Ecuación 7.41</i>	68
<i>Ecuación 7.42</i>	68
<i>Ecuación 7.43</i>	71
<i>Ecuación 7.44</i>	71
<i>Ecuación 7.45</i>	71
<i>Ecuación 7.46</i>	71
<i>Ecuación 7.47</i>	71
<i>Ecuación 7.48</i>	72
<i>Ecuación 7.49</i>	72
<i>Ecuación 7.50</i>	72
<i>Ecuación 7.51</i>	73
<i>Ecuación 7.52</i>	73
<i>Ecuación 7.53</i>	73
<i>Ecuación 7.54</i>	74
<i>Ecuación 7.55</i>	75
<i>Ecuación 7.56</i>	76
<i>Ecuación 7.57</i>	76
<i>Ecuación 7.58</i>	77
<i>Ecuación 7.59</i>	78
<i>Ecuación 7.60</i>	78
<i>Ecuación 7.61</i>	79
<i>Ecuación 7.62</i>	80
<i>Ecuación 7.63</i>	80
<i>Ecuación 7.64</i>	81
<i>Ecuación 7.65</i>	81
<i>Ecuación 7.66</i>	82
<i>Ecuación 7.67</i>	83
<i>Ecuación 7.68</i>	83
<i>Ecuación 7.69</i>	83
<i>Ecuación 7.70</i>	84
<i>Ecuación 7.71</i>	84
<i>Ecuación 7.72</i>	85
<i>Ecuación 7.73</i>	85
<i>Ecuación 7.74</i>	85
<i>Ecuación 7.75</i>	85
<i>Ecuación 7.76</i>	86
<i>Ecuación 7.77</i>	86
<i>Ecuación 7.78</i>	86
<i>Ecuación 7.79</i>	86
<i>Ecuación 7.80</i>	86
<i>Ecuación 7.81</i>	87
<i>Ecuación 7.82</i>	87
<i>Ecuación 7.83</i>	88
<i>Ecuación 7.84</i>	89
<i>Ecuación 7.85</i>	91
<i>Ecuación 7.86</i>	93
<i>Ecuación 7.87</i>	93
<i>Ecuación 7.88</i>	93
<i>Ecuación 8.1</i>	97

<i>Ecuación 8.2</i>	97
<i>Ecuación 8.3</i>	97
<i>Ecuación 8.4</i>	97
<i>Ecuación 8.5</i>	98
<i>Ecuación 8.6</i>	98
<i>Ecuación 8.7</i>	98
<i>Ecuación 8.8</i>	99
<i>Ecuación 8.9</i>	99
<i>Ecuación 8.10</i>	100

1. Introducción a la energía solar fotovoltaica

La Tierra recibe del Sol unos 1.6 millones de kWh anuales, los cuales son aprovechables el 40%. Esta energía aprovechable es infinitamente superior a la que se consume de manera mundial. Si además se tiene en cuenta que se trata de una energía descentralizada, limpia e inagotable estamos ante una de las fuentes de energía con mayor evolución en la actualidad.

La energía solar es una tecnología que genera corriente continua mediante semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones. Se genera electricidad cuando la luz incide sobre la célula solar. Las células solares no necesitan ser cargadas como las baterías.

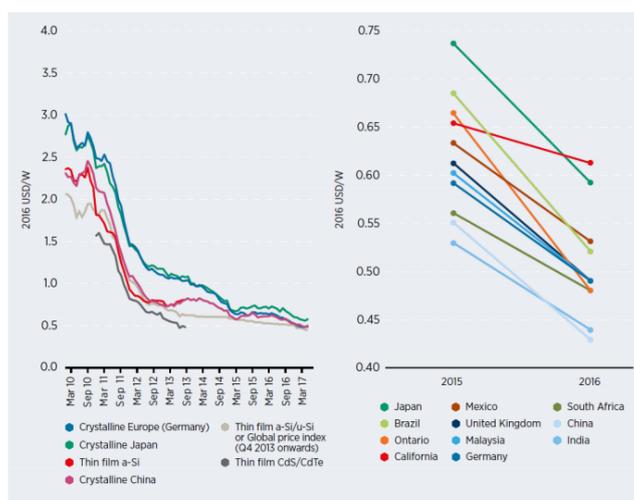
La tecnología fotovoltaica ofrece ventajas considerables sobre otras formas de generación de electricidad. Entre estas ventajas, se puede incluir:

- Mayor eficiencia en la generación de electricidad.
- Mínimo impacto ambiental.
- Fuente inagotable de energía a través de la luz del Sol.
- Gran flexibilidad: la misma tecnología permite el desarrollo de grandes plantas e instalaciones de pequeñas unidades de generación distribuida o de autoconsumo.

En la actualidad hay plantas solares fotovoltaicas en más de 100 países en todo el mundo, con una potencia instalada de 303 GW a finales de 2016. La previsión de la Agencia Internacional de la Energía es que en 2020 dicha potencia alcanzaría 424 GW (incremento del 40% con respecto a la potencia instalada en 2016).

En los últimos años, la tecnología solar ha evolucionado considerablemente debido a diversos factores como mejoras en la gestión y control de las redes eléctricas de distribución; mejoras en los dispositivos de medida, para favorecer los procedimientos de control; incremento en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos solares; aumento de la vida útil de las plantas y sus componentes; potencial para instalar la generación de energía cerca de puntos de consumo o reducción de los precios de los componentes. [1]

Figura 1.1. Evolución del precio de las diferentes tecnologías fotovoltaicas



Fuente: https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_Espa%C3%B1a.pdf

La energía solar puede distinguirse en función de su aplicación. Una de ellas, que será la fuente de este trabajo es la de bombeo solar. La energía solar para bombeo es un tipo de instalación de energía solar fotovoltaica aislada, donde la energía producida por los paneles se almacena en baterías y se acumula la cantidad suficiente para cubrir las necesidades de la instalación durante los períodos en que no haya iluminación suficiente, días nublados o noches. En un bombeo solar, la corriente eléctrica proporcionada por el generador fotovoltaico alimenta directamente al motor siendo el caudal y la presión suministrada por la bomba directamente proporcional a la irradiación. Si la irradiación no supera un mínimo no hay bombeo de agua.

2. Objeto del proyecto

Como primer objetivo del trabajo se tiene el análisis y comparación del mercado actual referido a los sistemas de bombeo, así como la evolución de esta tecnología desde su invención hasta la actualidad.

En segundo lugar, se analizarán los componentes de un sistema de bombeo actual para obtener una mejor información en cuanto a su funcionamiento.

Posteriormente se expondrán las características que presenta el sistema de generación fotovoltaica en relación a nuestro sistema de bombeo y el diseño de la instalación fotovoltaica de nuestro proyecto.

Como parte final, se realizarán una serie de modificaciones en la instalación y se llevarán a cabo diferentes alternativas tanto a nivel de componentes como a nivel de demanda para compararlas con el resultado inicial y observar para que casos es más favorable esa modificación y para qué otros casos, no resultaría rentable.

3. Visión global de la energía solar

3.1. Contexto histórico de la energía solar

La energía solar siempre ha estado presente en el planeta para el desarrollo de la vida. El Sol es el responsable de la existencia de vida, ya que es el encargado de la mayoría de procesos biológicos. El hombre descubrió esa capacidad del sol y la aprovechó descubriendo métodos que han ido evolucionando a lo largo de la historia.

Las primeras civilizaciones en empezar a utilizar la energía solar la aprovechaban de forma pasiva, posteriormente se desarrollaron técnicas para aprovechar la energía solar térmica y más adelante la solar fotovoltaica.

En Egipto y Grecia se utilizaban espejos para concentrar los rayos del sol. Fueron los griegos los pioneros en diseñar sus casas para aprovechar la luz solar entorno al 400 a.C.

Arquímedes desarrolló una maquina capaz de aprovechar la luz solar cuyo objetivo era reflejar la luz en espejos para prender fuego a los barcos de las flotas enemigas. Esta idea se siguió utilizando posteriormente para fundición de metales o quema de árboles.

Figura 3.1. Grabado de Arquímedes con uno de sus espejos ustorios



Fuente: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/historia-energia-solar>

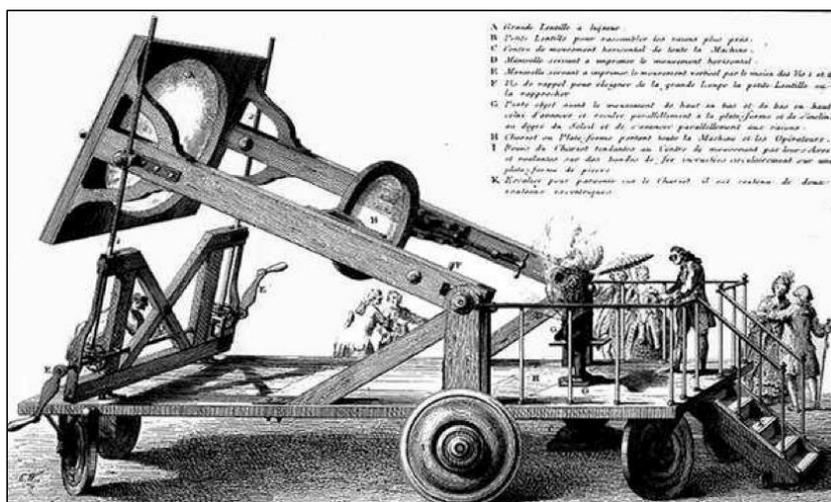
Durante el Imperio Romano se empezaron a utilizar el vidrio para atrapar el calor solar. Construían casas de cristal o invernaderos para cultivo.

Más tarde, Leonardo Da Vinci comenzó a construir un concentrador de espejos para producir calor, pero nunca lo terminó.

En el siglo XVIII, el francés Georges Louis Leclerc, basándose en los espejos de Arquímedes, decidió construir un aparato con espejos que concentrara la luz y poder producir fuego hasta 50 metros de distancia, creando así su concentrador de energía solar.

A finales de ese siglo, Lavoisier creó un horno solar con capacidad de fundir metales.

Figura 3.2. Horno solar de Lavoisier



Fuente: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/historia-energia-solar>

El comienzo de la energía solar para fines prácticos fue en el siglo XVIII, cuando de Saussure inventó el primer colector. Hasta dentro de un siglo no se desarrollaría más la energía solar.

Ya en el siglo XIX, un avance importante en este campo lo realizó Augustin Mouchot, desarrollando los sensores solares. Otros ingenieros siguieron sus pasos, descubriéndose el calentador solar (Kemp, 1861), pero el más ambicioso fue Schuman, quién creó la primera planta solar en 1911.

En cuanto a la energía solar térmica, el desarrollo más importante se produjo en los años 70, tras la guerra de los 6 días, cuando los países exportadores de petróleo realizaron un bloqueo de crudo y éste aumento de precio y los países occidentales se vieron obligados a aprovechar otras fuentes de energía, como la solar.

En cuanto a la solar fotovoltaica, la historia comienza con el descubrimiento del efecto fotovoltaico (Becquerel, 1839), y se hicieron dispositivos funcionando con selenio (Frits, 1883). El primer dispositivo funcional, una célula de silicio de unión *pn* del 6% de eficiencia no fue realizado hasta 1954 en los laboratorios *Bell* (USA).

En 1960 varios autores, entre los que se incluye el premio Nobel Schockley, desarrollaron la teoría fundamental de la célula solar en todos sus aspectos más relevantes: Materiales, espectro de la radiación, temperatura, termodinámica y eficiencia. Las células solares fueron empleadas por rusos y americanos en sus satélites artificiales demostrando su fiabilidad.

En 1972 la creación de la Agencia de Desarrollo e Investigación en Energía (USA), y, en segundo lugar, el embargo petrolífero impuesto por los productores de petróleo del Golfo Pérsico sacudió intensamente a los países industrializados, de modo que muchos gobiernos, incluido el de España, iniciaron programas para favorecer la aplicación de las energías renovables, en especial, la solar.

Hasta 1980 no empezó a madurar. En 1981 se crea en España Isofotón como *spin-off* de la Universidad Politécnica de Madrid (Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación) que llegaría a convertirse en la segunda de Europa y séptima del mundo a finales de los 90. Los siguientes desarrollos ya forman parte de la tecnología espacial. [2]

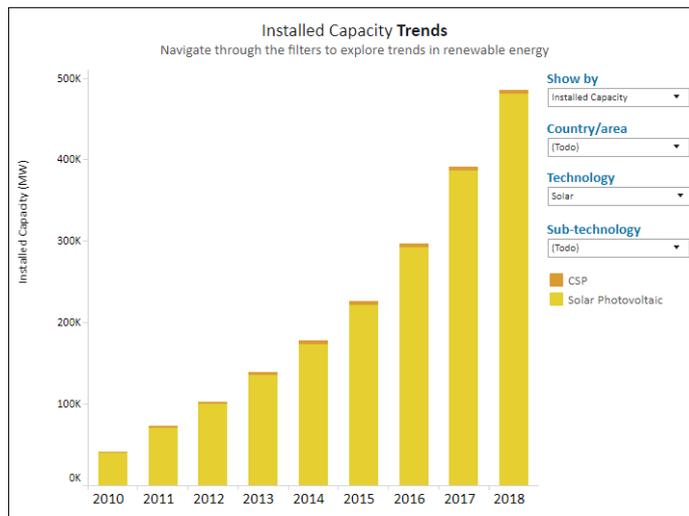
3.2. Contexto actual de la energía solar

La energía solar siempre ha estado presente como tal, pero no se había desarrollado como tal debido a que otras fuentes de energía, como los combustibles fósiles, han acaparado la mayoría del consumo de energía. Como todas las energías renovables, la energía solar ha despuntado con retraso con respecto a otras (la mayoría no renovables).

Esta situación está cambiando en los últimos años y gran cantidad de países han desarrollado muy a fondo la energía solar hasta tal punto de ser una de las energías que más está aumentando actualmente.

Entre 2010 y 2015 la capacidad total instalada aumentó un 91%. Entre 2015 y 2018 esta capacidad se duplicó. [3]

Figura 3.3. Crecimiento mundial de la capacidad de energía solar

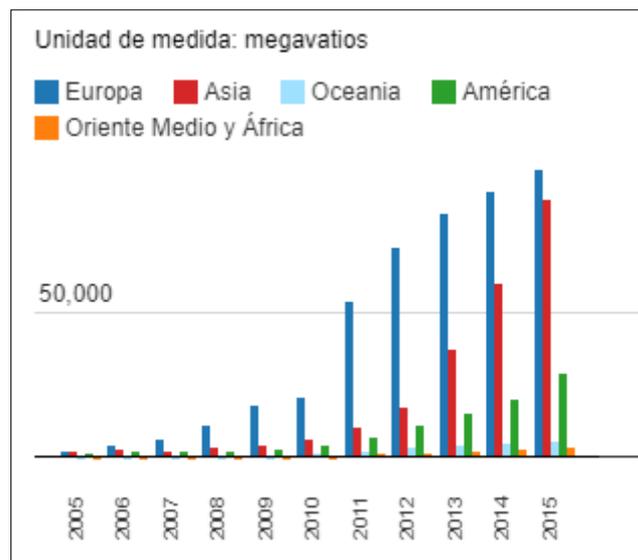


Fuente: IRENA

Ha crecido tanto desde el comienzo del siglo XXI que desde el año 2000 hasta el 2015 su porcentaje de crecimiento es del 18461%, siendo la energía renovable que más ha mejorado.

Donde más ha crecido ha sido en Europa y en Asia, multiplicándose por 75 su capacidad.

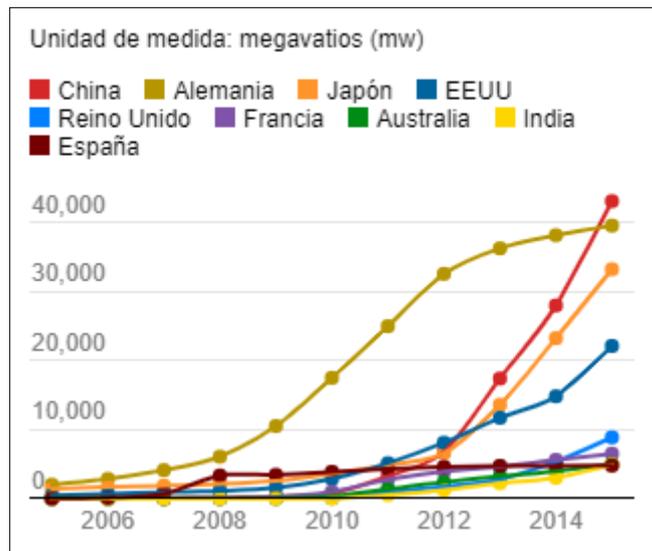
Figura 3.4. Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por región



Fuente: IRENA

En cuanto a países, China es la mayor exponente de la energía solar, superando en 2015 a Alemania. Además, es el mayor fabricante de paneles solares del mundo. Otros países como Japón y EEUU han aumentado su potencia solar estos últimos años.

Figura 3.5. Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por países



Fuente: IRENA

Si ha crecido extraordinariamente la capacidad de energía solar, el consumo de esta energía también se ha disparado, en parte, al consenso social existente sobre el cambio climático. Las energías tradicionales como consecuencia, se han visto reducidas en cuanto a su consumo.

Figura 3.6. Crecimiento de la generación de energía según la fuente entre el 2000 y 2015



Fuente: IRENA

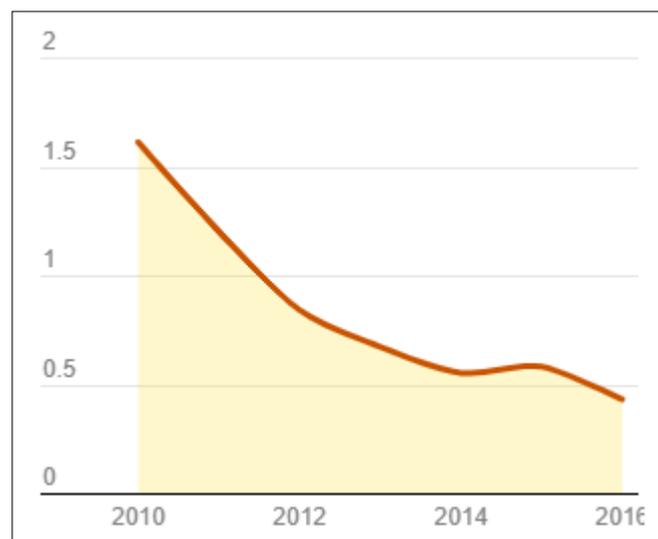
Todo este gran desarrollo de la energía solar es gracias a que en estos últimos años la inversión mundial se ha disparado. Y este auge va muy ligado al precio del panel solar, que desde el año 2000 continúa disminuyendo año tras año.

Figura 3.7. Inversión mundial en energía solar



Fuente: IRENA

Figura 3.8. Evolución del coste de los módulos solares de silicio (euro/vatio)



Fuente: IRENA

Este crecimiento va a seguir incrementándose en los próximos años debido a que las renovables son la alternativa para luchar contra el cambio climático. Según datos de IRENA se espera que la capacidad acumulada de energía solar mundial sea entre dos y tres veces superior a la actual.

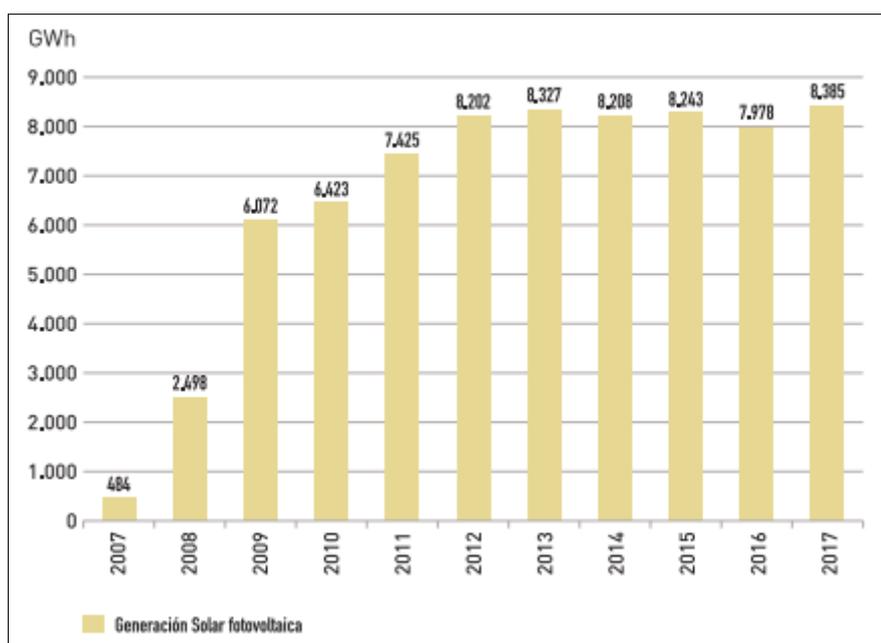
3.3. Energía solar en España

A día de hoy en España la energía solar es una de las fuentes renovables más importantes del país. Pero años atrás era impensable e inviable. Actualmente, esto ha cambiado gracias en parte a medidas tomadas por el Gobierno. Esto ha supuesto un gran cambio y un gran crecimiento en ofertas para la generación de energía solar fotovoltaica.

El nuevo ministerio realizó una apuesta clara por las energías renovables realizando una serie de medidas entre las que destaca la eliminación del impuesto al sol. Gracias a esta mejora en el marco regulatorio, existe una gran oportunidad para mejorar este sector en España.

En cuanto al mercado del sector fotovoltaico en España, existe un estancamiento de la potencia instalada desde 2012 a 2017 en torno a 8000 GWh. Incluso la generación renovable en España ha ido disminuyendo desde el 2014 hasta 2017. [4]

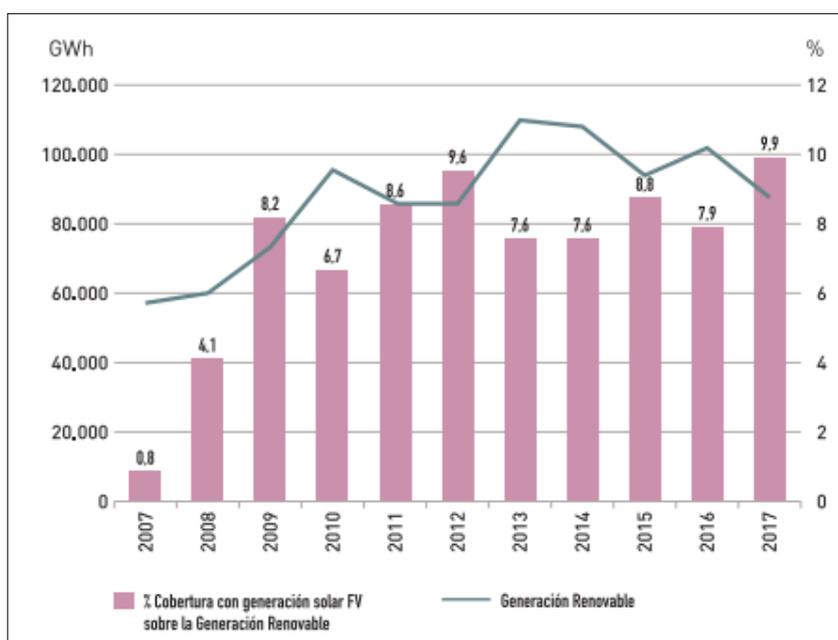
Figura 3.9. Energía solar fotovoltaica generada en España



Fuente: Red Eléctrica de España

En términos de energía renovable, en 2017 la generación fotovoltaica representaba el 9.9% de la generación renovable total, siendo la eólica la principal. Esto supuso dos puntos más con respecto a 2016 debido a que la producción hidráulica disminuyó como consecuencia de las sequías.

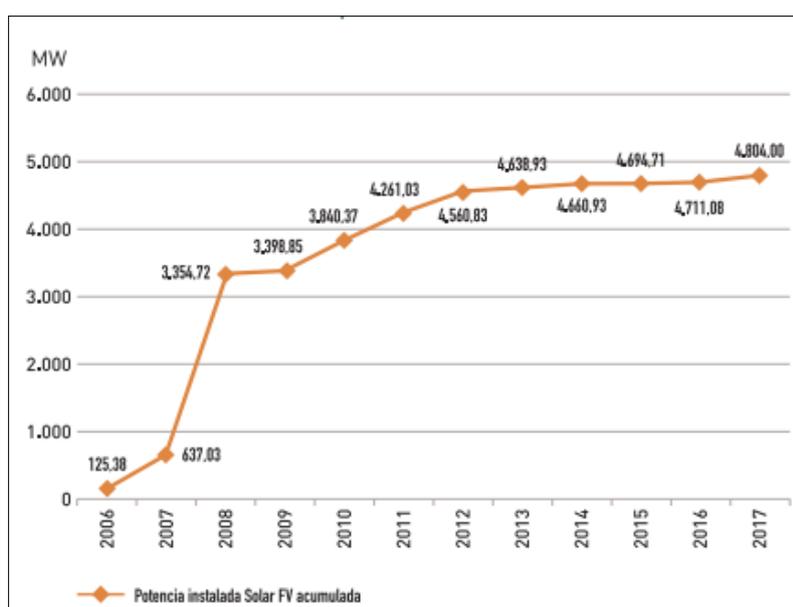
Figura 3.10. % de cobertura solar fotovoltaica sobre la generación renovable



Fuente: Red eléctrica de España

Por otro lado, los datos de Red Eléctrica de España muestran que en 2017 se produjo un aumento de 6 MW de potencia fotovoltaica conectada a red. En la Figura 3.11 se muestra la potencia instalada en los últimos años. Cabe destacar que se trata de datos orientativos, puesto que no se conocen datos exactos sobre potencia aislada ni potencia de autoconsumo.

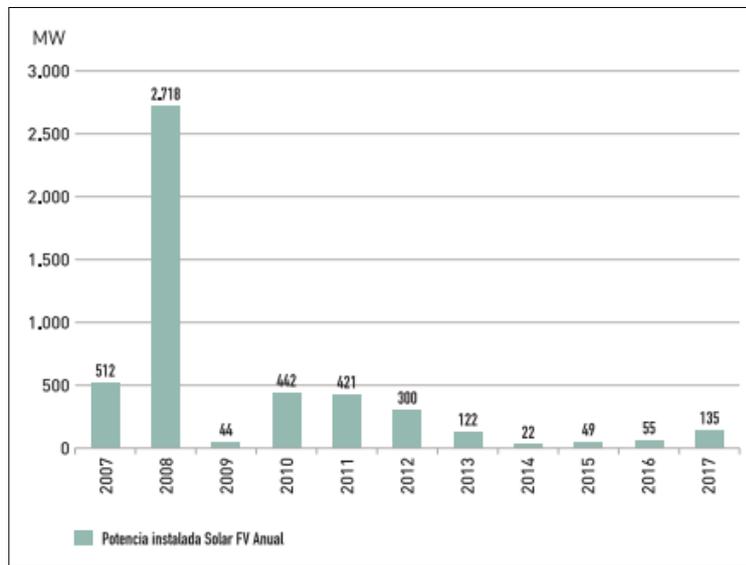
Figura 3.11. Potencia solar fotovoltaica acumulada en España



Fuente: Red Eléctrica de España

Y si se observa la Figura 3.12, se representa claramente como la potencia que se instala cada año en España apenas crece con respecto al año anterior, existiendo un estancamiento.

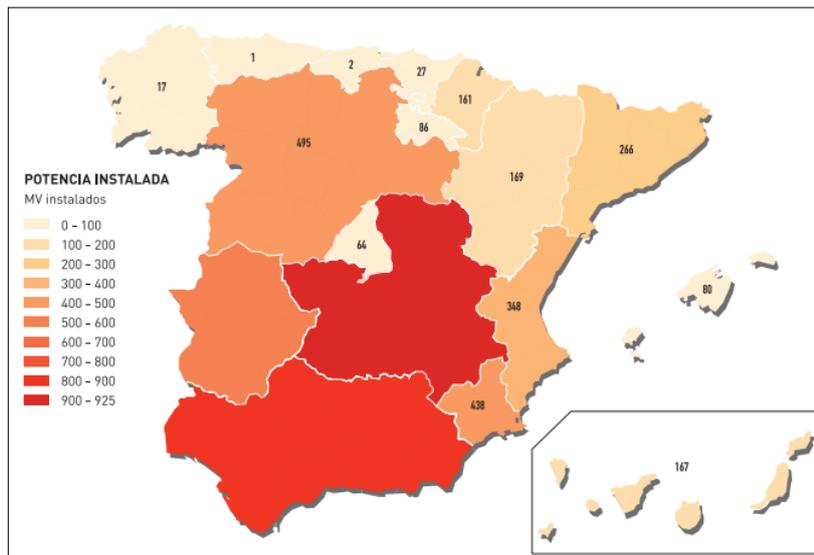
Figura 3.12. Potencia solar fotovoltaica instalada anualmente en España



Fuente: Red Eléctrica de España

Por comunidades autónomas, en términos de potencia instalada, Castilla-La Mancha y Andalucía son las principales potencias fotovoltaicas del país. Le siguen Extremadura, Castilla y León y Murcia. Estas cinco comunidades suman el 70% de la capacidad fotovoltaica del país.

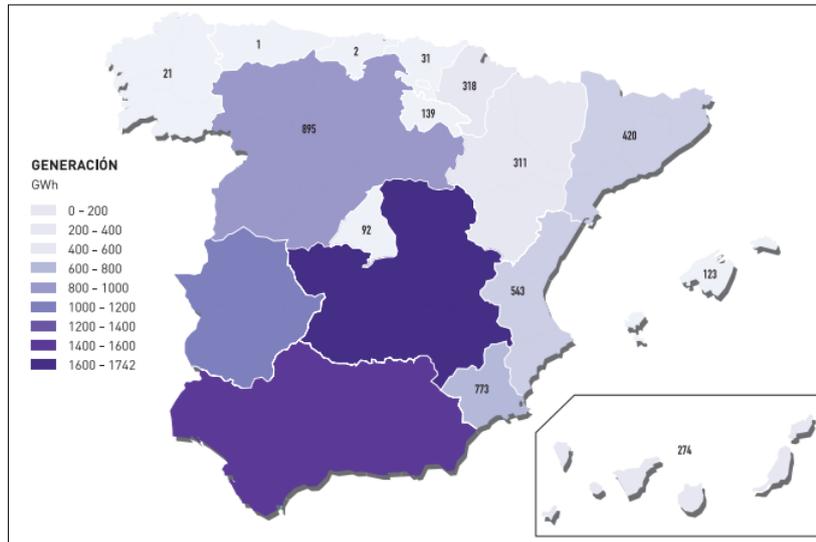
Figura 3.13. Potencia instalada fotovoltaica (MW) por Comunidad Autónoma



Fuente: Elaboración Universidad CLM con datos de Red Eléctrica de España

En cuanto a la generación, los datos están relacionados con los de potencia instalada. Castilla-La Mancha y Andalucía son las principales regiones. Las mismo cinco comunidades de antes ocupan el 73% de la generación del país.

Figura 3.14. Generación de electricidad con energía fotovoltaica (GWh) por Comunidad Autónoma



Fuente: Elaboración Universidad CLM con datos de Red Eléctrica de España

Con datos proporcionados por PRETOR se tiene la potencia instalada por CC.AA. de proyectos conectados a red y dados de alto como productores. Esta información se recoge en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1. Instalaciones por CC.AA. de proyectos conectados a red y dados de alta como productores

Localización	PRETOR		
Comunidad Autónoma	Nº Instalaciones en funcionamiento	Potencia instalada en funcionamiento (MW)	% Potencia instalada en funcionamiento
Andalucía	7.924	880,80	18,8%
Aragón	1.862	168,92	3,6%
Asturias	78	0,71	0,0%
Baleares	840	79,49	1,7%
Canarias	1.523	167,48	3,6%
Cantabria	162	2,25	0,0%
Castilla La Mancha	11.585	922,1958	19,7%
Castilla y León	5.485	494,11	10,5%
Cataluña	3.629	270,02	5,8%
Comunidad Valenciana	5.553	348,33	7,4%
Extremadura	4.195	565,02	12,1%
Galicia	702	16,56	0,4%
La Rioja	575	85,59	1,8%
Madrid	1.593	62,55	1,3%
Melilla	2	0,06	0,0%
Murcia	5.106	435,97	9,3%
Navarra	9.030	160,37	3,4%
País Vasco	1.612	26,42	0,6%
	61.456	4.687	100%

Fuente: Registro de Productores de Energía Eléctrica (PRETOR) y MINETAD

Sin embargo, con el acelerado desarrollo de proyectos y la fomentación en medios de comunicación, la fotovoltaica se va a ver multiplicada los próximos años.

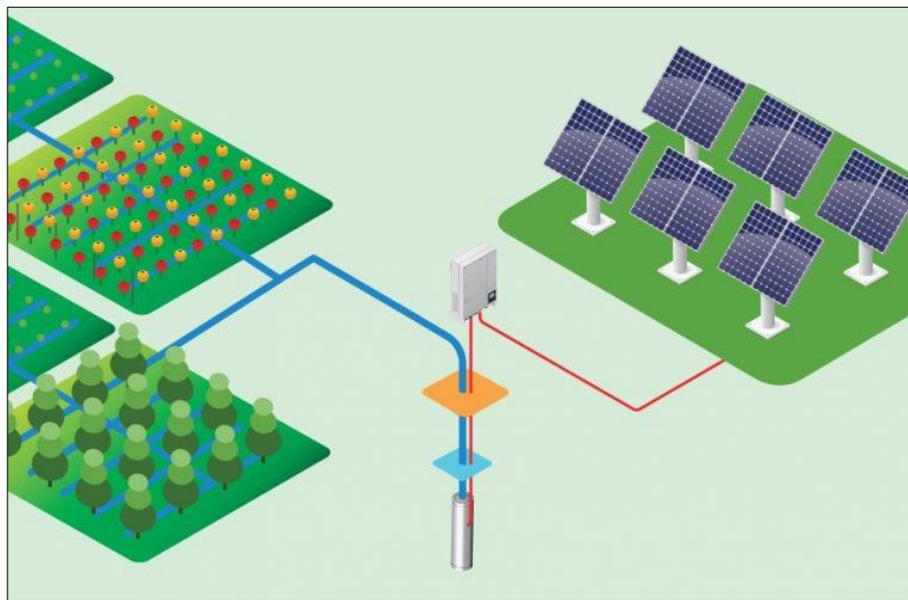
4. Elementos que componen un sistema de bombeo solar

Un sistema de bombeo solar está compuesto principalmente por un generador de placas fotovoltaicas cuya función es alimentar a una moto-bomba. La bomba mueve el agua del depósito, pozo o balsa y la extrae para suministrarla a la parcela. También puede tener un sistema de apoyo formado por baterías. El agua de riego se distribuye por un sistema de tuberías. Una instalación solar también puede tener un sistema de acondicionamiento formado por un controlador o variador de frecuencia. El controlador DC/DC se encargaría de mejorar la curva de trabajo mientras que el variador convierte la DC en AC, ya que las placas trabajan con corriente continua, mientras que la bomba lo hace en alterna. Para este estudio, se utilizará un variador de frecuencia. [5]

En cuanto a la configuración de la bomba, existen bombas de superficie y sumergibles, entre otras. En nuestro caso se utilizará una bomba sumergible.

El esquema de una instalación tipo se ve reflejado en la Figura 4.1:

Figura 4.1. Descripción gráfica de los componentes de un sistema de bombeo solar



Fuente: www.cambioenergetico.com

4.1. Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico o panel solar está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco. A su salida la conexión es continua y tienen distintos valores de tensión (6V, 12V, 24V, etc.). [6]

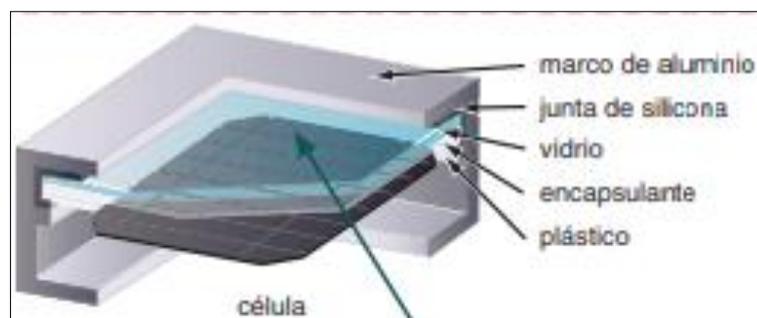
Figura 4.2. Módulo fotovoltaico



Fuente: Cymasol

- Se distinguen las siguientes partes en un módulo fotovoltaico:
- Soporte: proporciona rigidez estructural.
- Marco del panel: hace de soporte.
- Encapsulado: protege al módulo de la intemperie y de posibles vibraciones.
- Cables de conexión: se encuentran en una caja en la parte trasera.
- Conexionado: las células van conectadas entre sí en serie o en paralelo.
- Vidrio: protección de las células ante fenómenos atmosféricos

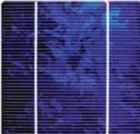
Figura 4.3. Componentes de una célula fotovoltaica



Fuente: www.mheducation.es

En cuanto a los tipos de paneles, la Tabla 4.1 establece las diferencias entre ellos:

Tabla 4.1. Tipos de paneles fotovoltaicos

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24%	15-18%	Típicos de color azul homogéneos y conexión individual de las células	A partir del silicio puro fundido y dopado con boro
	Policristalino	19-20%	12-14%	Superficie en cristales y de distintos azules	Igual que el monocrystalino pero con menos fases de cristalización
	Amorfo	16%	<10%	Color homogéneo, sin conexión visible entre células	Lámina delgada y sobre sustrato como vidrio o plástico

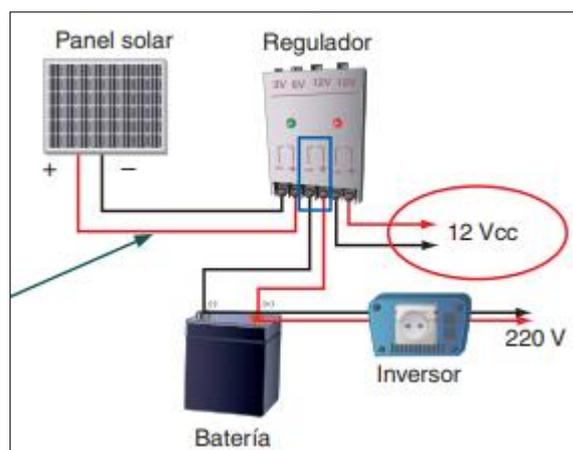
Fuente: www.mheducation.es

En el aparatado del diseño de la instalación se profundizará más en el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

4.2. Regulador de carga

El regulador de carga se instala para unir paneles y baterías. Su misión es evitar situaciones de carga y sobredescarga de la batería aumentando su vida. Cuando trabaja en carga garantiza una 'carga' suficiente al acumulador y evitar sobrecargas. Cuando trabaja en descarga, asegura el suministro eléctrico suficiente y evita la descarga de la batería.

Figura 4.4. Esquema de conexión del regulador en la instalación



Fuente: www.mheducation.es

Una posible clasificación de los reguladores sería la representada en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2. Clasificación de los tipos de reguladores, según diversos conceptos

	Tipo de regulador
Según tecnología del interruptor	<ul style="list-style-type: none"> • Relé electromecánico • Estado sólido (MOSFET, IGBT...)
Según estrategia de desconexión del consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Por tensión • Por algoritmos de cálculo del estado de carga • Por otros algoritmos de gestión de la energía
Según posición del interruptor de control de generación	<ul style="list-style-type: none"> • Serie • Paralelo

Fuente: www.mheducation.es

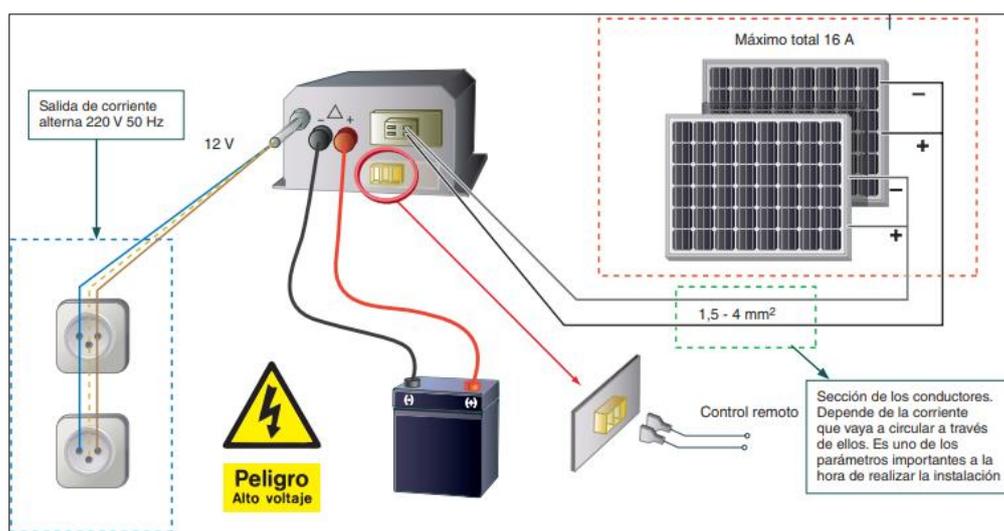
4.3. Inversor

La función del inversor es convertir la corriente continua en corriente alterna utilizada en la red. Se trata de un elemento imprescindible en instalaciones conectadas a red y está presente en la mayoría de las instalaciones autónomas.

Un inversor presenta las siguientes características:

- Alta eficiencia: debe tener un gran rango de potencias
- Bajo consumo en vacío: sin cargas conectadas
- Alta fiabilidad: resistencia a picos de arranque
- Protección contra cortocircuitos
- Seguridad
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida: compatible con la red eléctrica

Figura 4.5. Conexión de un inversor-regulador en una instalación autónoma a 12 voltios



Fuente: www.mheducation.es

4.4. Bomba solar

Es la encargada de recoger la energía solar fotovoltaica de las placas solares y extraer el agua del pozo o embalse. Pueden ser utilizadas para regar directamente, para riego por goteo, riego por aspersores y/o llenado de estanques.

En cuanto a la clasificación de las bombas solares, se pueden clasificar en tres grupos:

- Bomba solar de profundidad: su misión es subir el agua de un pozo. Tiene una gran capacidad de aspiración.
- Bomba de superficie o presión: tiene poca capacidad de aspiración, pero buena capacidad de empuje.
- Bomba de piscina: válida para piscinas y aguas limpias.

El tipo de bomba que se va a utilizar es la bomba solar sumergible.

Una bomba solar sumergible es aquel sistema preparado para sacar o mover agua de un pozo de sondeo a una gran altura. La característica más notable de la bomba sumergible es que tiene una capacidad de aspersión muy grande, por lo que puede sacar agua a grandes profundidades. El diseño alargado de este tipo de bombas solares es diferente a las de superficie para favorecer a su rendimiento y hacer que la bomba trabaje mejor.

Consta de dos partes, la bomba y el controlador que controla a la misma. Por una parte el controlador interconecta la bomba con los paneles solares y por otra parte la bomba va unida por una lado al variador y luego al sistema de tuberías o a un depósito para luego ser distribuida.

Este tipo de bombas trabajan por lo general sin baterías, conectadas directamente al controlador o regulador. Fabricadas en acero inoxidable para soportar la agresividad de las aguas subterráneas, y disponen de un motor eléctrico de corriente continua (CC/DC), a una tensión nominal que puede abarcar desde bombas que funcionan a 12/24V hasta modelos de bombas diseñadas para ofrecer grandes caudales y presiones con tensiones nominales de entre 300 y 500 Voltios.

En este tipo de bombas el riesgo de cavitación es muy bajo. De todas maneras, se recomienda comprobar el NPSH de la bomba. Otro aspecto que influye en el rendimiento de una bomba de tipo sumergible es su diámetro, es decir, lo ancha que resulte ser. En general, cuanto mayor sea el diámetro de una bomba sumergible mejor será su rendimiento, por lo que, en la mayoría de las veces, se tenderá a elegir modelos de bombas lo más anchas posible. Sin embargo, la anchura máxima queda limitada por el diámetro del pozo donde se encuentre.

Figura 4.6. Bomba solar sumergible



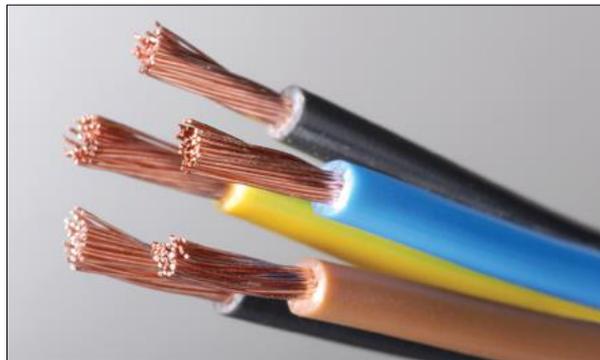
Fuente: SIE SA

4.5. Cableado eléctrico

Como cualquier instalación, los sistemas fotovoltaicos deben estar diseñados para resistir las condiciones meteorológicas que condicionan la calidad de los materiales empleados.

Los cables eléctricos empleados deberán soportar esas condiciones y además tendrán que estar normalizados, para garantizar la seguridad del sistema y minimizar pérdidas. El cálculo de la sección óptima se realizará en el apartado del dimensionado del sistema.

Figura 4.7. Cables eléctricos



Fuente: e-XXI

4.6. Protecciones

El objetivo de las protecciones es evitar o detectar cualquier imprevisto o accidente durante el funcionamiento de la instalación, así como garantizar la protección de los equipos y de las personas.

A la hora de diseñar la instalación, la última parte del dimensionado consistirá en calcular la sección del cable normalizada que cumpla con una serie de protecciones, entre las que se encuentran:

- Protección contra sobrecargas: valor excesivo de intensidad ocasionado por un defecto de aislamiento, una avería o un exceso de demanda de carga. Provocará un calentamiento excesivo reduciendo la vida del cable.
- Protección contra cortocircuitos: normalmente ocasionados por una mala conexión o un defecto de aislamiento.
- Protección contra sobretensiones: producidas por fenómenos atmosféricos, como los rayos.

5. Características generales de un sistema de bombeo solar

En este apartado se explicará de forma general algunas de las características más importantes que presentan los sistemas de bombeo solar. Se comenzarán exponiendo los diferentes tipos de instalación que se utilizan. Posteriormente, se explicará el funcionamiento general de un sistema de bombeo y se concluirá comentando las principales ventajas e inconvenientes que presentan este tipo de instalaciones.

5.1. Tipos de sistemas de bombeo solar

Aunque el objetivo de los sistemas de bombeo fotovoltaico es el mismo, existen ciertas particularidades encontrándose varias combinaciones. Los sistemas se pueden clasificar según el suministro de agua y dependiendo de si el suministro energético es solar o con apoyo (híbrido).

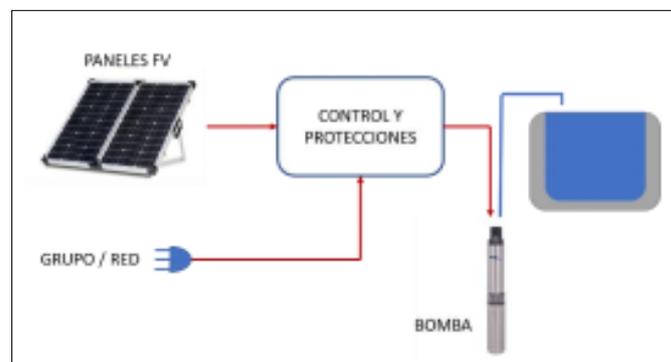
5.1.1. Clasificación en función del suministro de agua

El bombeo solar puede suministrar agua a un depósito o embalse o directamente desde un embalse a riego. [7]

- Suministro de agua a balsa o depósito

La bomba se encarga de bombear el agua hasta una balsa o depósito a más altura para, posteriormente, con la propia altura u otra bomba, suministrar el agua. Toda el agua de la bomba va a la balsa, pudiéndose aprovechar mejor la energía de las placas

Figura 5.1. Esquema de suministro a balsa o depósito

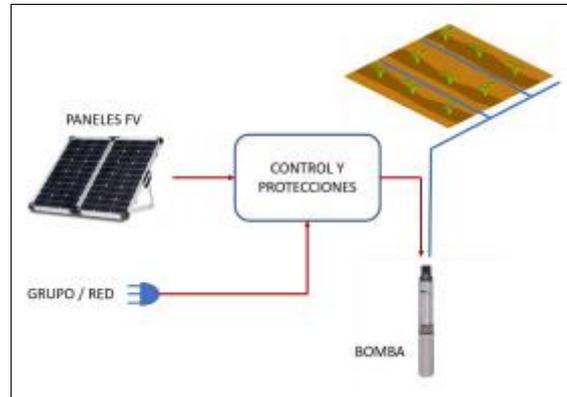


Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

- Suministro directo a riego

En vez de acumularse el agua en un depósito, se distribuye directamente al riego. En este sistema debe haber un control de presión para garantizar el funcionamiento. Se debe aplicar una presión suficiente para poder ascender el agua pero que no exceda el límite.

Figura 5.2. Esquema de suministro directo a riego



Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

5.1.2. Clasificación en función del suministro de energía

La segunda forma de clasificar los sistemas de bombeo que se va a exponer es a partir de la fuente de suministro de energía. Nos encontraremos ante sistemas sin apoyo o híbridos.

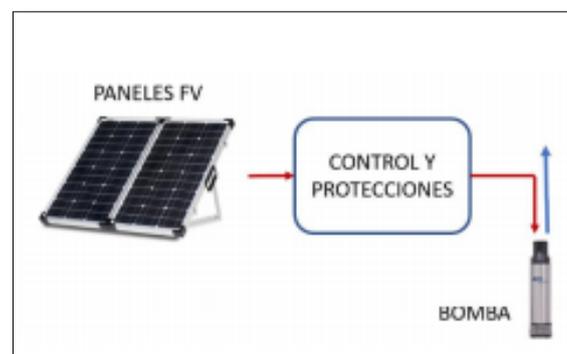
- Sistema aislado

Toda la energía que se emplea en el bombeo se consigue a partir de las placas fotovoltaicas.

Para sistemas de suministro a balsas resulta más viable, pero si el bombeo es directo a riego habrá que estudiar sobrepresiones y golpes de ariete y diseñar el sistema en función de la presión y del caudal que se quiera desplazar.

La gran ventaja que presenta este esquema es que no hay costes de combustible ni de electricidad.

Figura 5.3. Esquema de un sistema aislado



Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

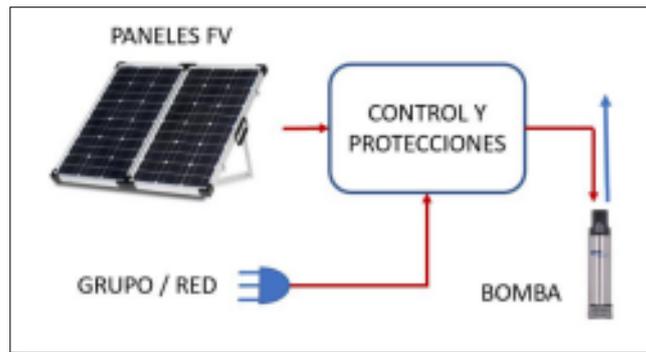
- Sistema híbrido eléctrico

Este sistema cuenta con apoyo eléctrico, generalmente a partir de un grupo electrógeno.

Cuando el sol no es capaz de suministrar la totalidad de la energía al módulo se completa con otra fuente energética con el fin de que la bomba pueda trabajar siempre a su potencia nominal.

Por ejemplo, en un día nublado, al pasar la nube, la instalación sufre una caída de potencia que se puede contrarrestar con el apoyo de energía eléctrica.

Figura 5.4. Esquema de un sistema híbrido eléctrico



Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

- Sistema híbrido hidráulico

En este sistema la hibridación se produce en la bomba. La parte de generación es un sistema aislado donde solo las placas producen electricidad, empleando esa electricidad una bomba. Se coloca, además, una segunda bomba alimentada por suministro de la red eléctrica e independiente de la primera bomba.

Este tipo de instalaciones no resulta muy rentable debido a que el coste de la instalación es muy elevado. Como ventaja se puede comentar que como es la unión de dos sistemas, si falla algún componente de uno, se tiene el otro para funcionar y no se tendría que parar del todo la instalación.

Figura 5.5. Esquema de un sistema híbrido hidráulico



Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

5.2. Funcionamiento de un sistema solar

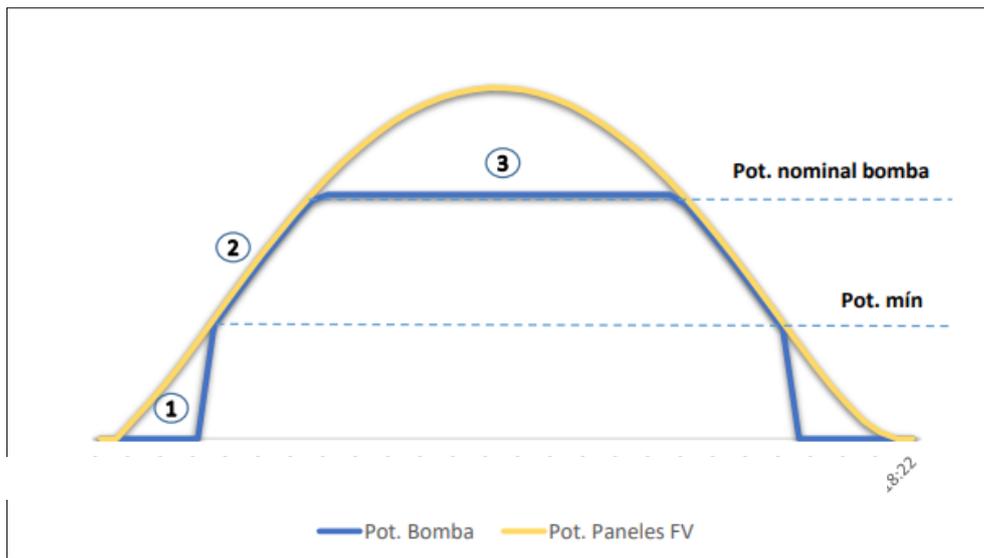
El funcionamiento puede variar si se trata de un sistema aislado o un sistema híbrido.

5.2.1. Funcionamiento de un sistema aislado

Cuando se tiene un sistema aislado, la bomba solo trabajará cuando hayas horas de sol y siempre que los paneles suministren la energía necesaria para funcionar.

Como se va a observar en la Figura 5.6, habrá ciertas horas del día que, aunque haga sol, este no suministrará la suficiente radiación como para que la bomba pueda funcionar.

Figura 5.6. Funcionamiento de un sistema aislado totalmente despejado



Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

Se pueden distinguir tres etapas en un día de sol:

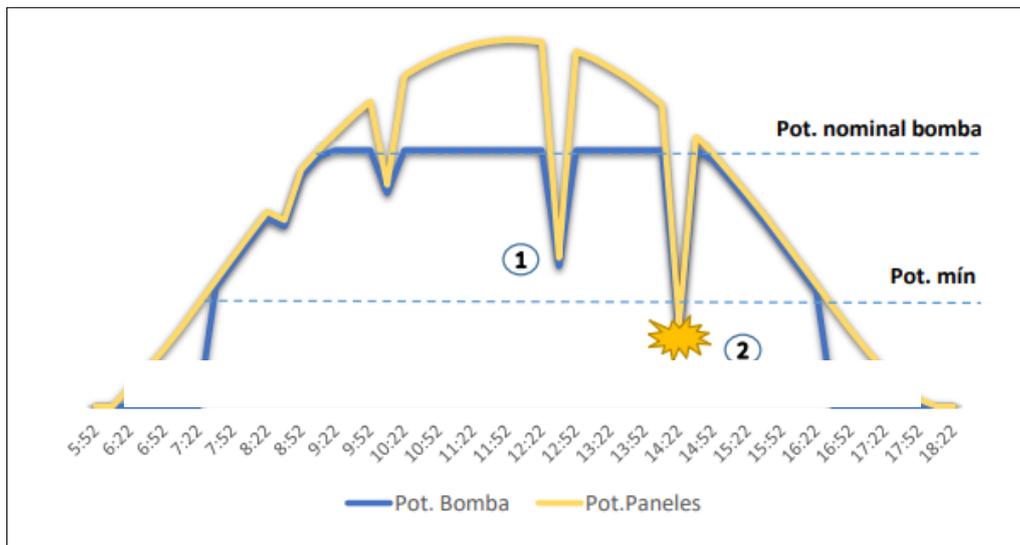
1. Bomba parada: la bomba no tiene suficiente potencia como para vencer la altura necesaria.
2. Potencia variable: la bomba arranca y la potencia comienza a aumentar hasta llegar a su potencia de trabajo.
3. Pleno funcionamiento: la bomba funciona a su potencia nominal.

En las primeras horas del día, cuando el sol no tiene la suficiente fuerza, la bomba está desactiva. En las horas centrales, la potencia de los paneles es suficiente como para mover la bomba.

Este caso es un caso ideal, puesto que no todos los días está siempre despejado, sino que muchos de los días hay presencia de nubes.

Si se representa el funcionamiento de un sistema en un día nublado se tendrá lo siguiente:

Figura 5.7. Funcionamiento de un sistema aislado con presencia de nubes



Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

En este caso, no solo habrá momentos en los que no funcione la bomba al comienzo y al final del día, sino que también en las horas centrales si existen nubes.

Cuando aparezcan estas nubes se darán dos casos de funcionamiento:

1. Pequeñas caídas de potencia por el paso de nubes. La bomba baja su frecuencia y la potencia de funcionamiento disminuye sin llegar a pararse.
2. La potencia cae por debajo de la potencia mínima de arranque. La bomba se para.

Para el segundo caso hay que tener un cuidado especial, porque las paradas bruscas en sistemas de gran potencia pueden dar lugar a grandes presiones y provocar roturas, ya que los sistemas de riego no suelen tener válvulas de seguridad.

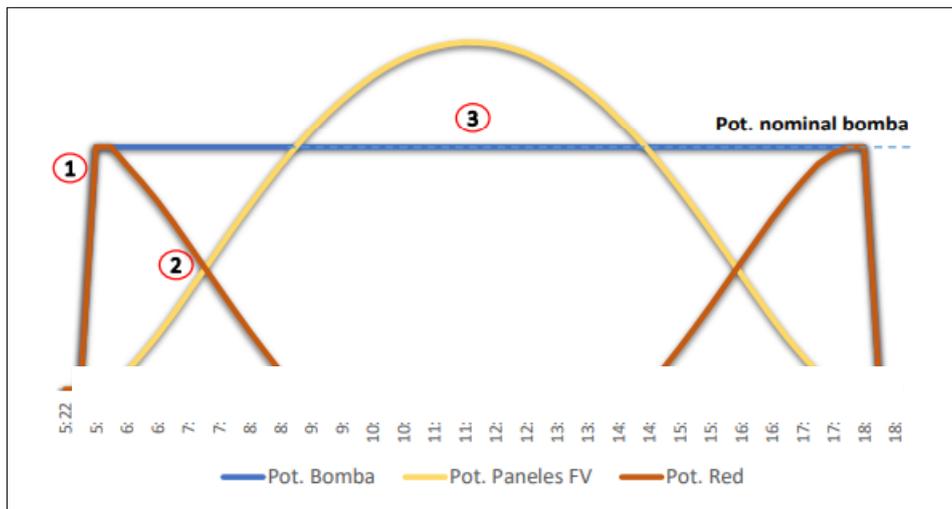
La solución a este problema se consigue con un sistema híbrido o con presencia de baterías, para que cuando la potencia del panel caiga, el sistema aporte esa pérdida para que la bomba pueda seguir funcionando en perfectas condiciones.

5.2.2. Funcionamiento de un sistema híbrido

Este tipo de funcionamiento es la solución del anterior si lo que se quiere es que la bomba trabaje en cualquier momento del día a su potencia nominal.

En la Figura 5.8 se representa como sería el funcionamiento de un sistema híbrido para un día soleado.

Figura 5.8. Funcionamiento de un sistema híbrido totalmente soleado



Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

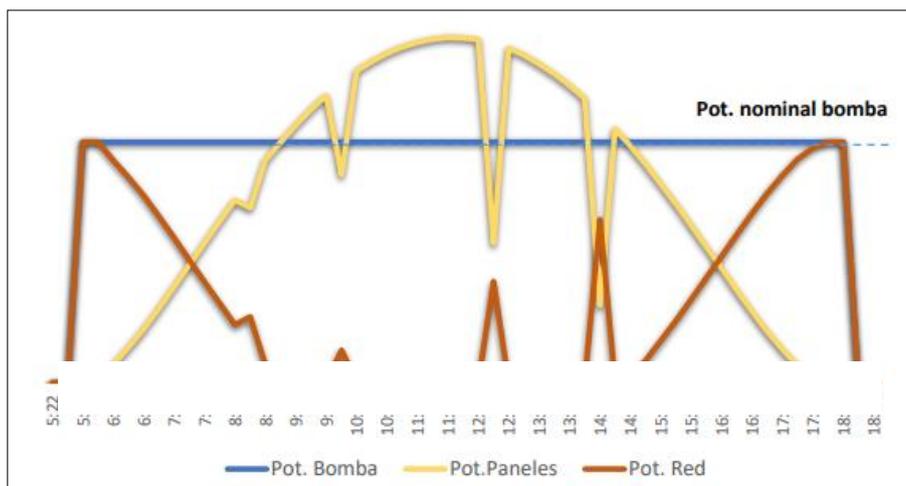
Se pueden observar tres etapas:

1. Arranque con grupo/red. El sistema arranca hasta su potencia nominal a. Hasta que amanece, toda la potencia procede de la red/grupo.
2. Funcionamiento híbrido. A medida que aumenta la energía que proporcionan los paneles, se reduce la tomada de la red.
3. Funcionamiento solar. Toda la energía necesaria la aporta el conjunto de paneles

Al igual que antes, es un caso ideal, puesto que en muchas ocasiones el cielo contará con la presencia de nubes.

Se expone cómo afectará la presencia de nubes en un sistema con apoyo:

Figura 5.9. Funcionamiento de un sistema híbrido con presencia de nubes



Fuente: <http://www.fisica.uji.es>

Las etapas son idénticas a antes con la particularidad de que, en las horas centrales, si la presencia de nubes hace bajar el funcionamiento de la bomba, el sistema de apoyo se activará para evitar una parada brusca y que la bomba siga funcionando correctamente.

5.3. Ventajas e inconvenientes de un sistema de bombeo solar

5.3.1. Ventajas

- Estas instalaciones resultan muy rentables a largo plazo, puesto que no existe dependencia de la red ni del combustible.
- Apenas necesitan mantenimiento y tiene una vida útil larga.
- Las épocas de mayor rendimiento coinciden con las de mayor necesidad.
- Sin ruidos, humos ni emisiones.
- Funcionamiento automatizado.
- Posibilidad de optar a ayudas.

5.3.2. Inconvenientes

- Dependencia de las condiciones climatológicas y del sol.
- Gran coste de inversión inicial
- Desconfianza e incertidumbre hacia la energía solar. [8]

6. Datos principales de partida

En este caso trataremos de establecer el procedimiento que, mediante los datos básicos de un proyecto fotovoltaicos se puedan definir todos los componentes de una instalación solar de bombeo.

El este estudio se irá comentando y explicando detalladamente cuales son los pasos a seguir para diseñar una instalación de placas solares para riego. A partir de unas necesidades hídricas dadas se podrán ir obteniendo, mediante procedimientos, los equipos y variables necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

Tras explicar cada paso detalladamente a partir de unos datos de partida, se estudiará y expresará lo expuesto para el caso práctico de estudio de este trabajo. Este caso de estudio es un estudio práctico que forma parte de un proyecto real con la empresa Agrosolmen. Esta empresa está especializada en sistemas solares de bombeo de agua y tiene su sede en Lorca (Murcia).

La empresa será la encargada de proporcionar todos los datos necesarios del estudio, así como de facilitar los catálogos de los equipos y maquinaria a colocar. De esta forma, este caso de estudio no requiere de cálculos numéricos para el diseño de la instalación, ya que estos datos son proporcionados por la empresa. Sin embargo, como se acaba de comentar, al tratarse de un estudio académico, se realizarán todos los requerimientos necesarios para el correcto dimensionado de un proyecto de bombeo solar modelo.

6.1. Localización y emplazamiento de la parcela de riego

Los principales datos de localización son los siguientes:

- Paraje: Romeral
- Municipio: Zurgena
- Provincia: Almería
- Comunidad Autónoma: Andalucía
- Coordenadas geográficas en grados polares:
 - Latitud: 37° 25' 30'' N
 - Longitud: 2° 01' 00'' O
 - Altitud: 460m
- Localización Catastral: Paraje Romeral, Polígono 2, Parcela 575 de Zurgena (Almería).
[9]

Figura 6.1. Localización de la parcela de cultivo



Fuente: Sede Electrónica del Catastro

6.2. Características de la parcela y necesidades hídricas

6.2.1. Área de la parcela

El cálculo del área total de la parcela de cultivo se obtiene mediante la sede Electrónica del Catastro se ha identificado la localización exacta de la parcela y se ha calculado el área total:

Figura 6.2. Área total de la parcela de estudio



Fuente: Sede Electrónica del Catastro

6.2.2. Diseño de la balsa de riego

En la Figura 6.3 se recogen los principales datos de la balsa son proporcionados por la empresa:

Figura 6.3. Dimensiones para el diseño de la balsa de riego

Profundidad del vaso:	4,00 m
Altura máxima de terraplén:	≈4,00
Altura mínima de terraplén:	≈-0,50
Pendiente talud interior:	2,30 m/m
Pendiente talud exterior:	1,00 m/m
Ancho pasillo coronación:	2,20 m
Ancho exterior final:	≈34,00 m
Largo exterior final:	≈60,00 m
MDT desmonte/relleno aprox.	1.650 m ³ /1.745 m ³
Capacidad del vaso:	3.015 m ³
Cap. útil (0,30 m oleaje):	2.617 m ³

El volumen de tierras se ha calculado por método gráfico por diferencia de volúmenes. Se considera un esponjamiento entorno al 6 % por lo que se compensa el desmonte de tierras con el relleno para la construcción de los taludes de la balsa.

Fuente: AGROSOLMEN

Además, se tienen los siguientes datos sobre las tuberías:

- Longitud de la tubería: 200 m
- Diámetro de la tubería: 75 mm
- Diámetro del aislante: 6 mm
- Material de la tubería: PVC

6.2.3. Necesidades hídricas:

- Cultivo: Frutales
- Tiempo de funcionamiento: 4 horas en invierno y 8 horas en verano
- Caudal necesario: 12 m³/h

6.3. Información de partida para el dimensionado

6.3.1. Equipos a colocar en la instalación

Los equipos a utilizar en esta instalación serán los siguientes:

- Bomba sumergible DS4 de 2.2 kW de potencia
- Variador de frecuencia que trabaje a 400Vac
- Paneles fotovoltaicos CanadianSolar

6.3.2. Datos de partida para el dimensionado

- Datos sobre el bombeo y producción
 - Ubicación de la bomba: 6 m por debajo de la cota del cabezal
 - Altura total: 30 m.
 - Distancia de placas a variador: 15 m
 - Distancia de variador a equipo de bombeo: 30m
 - Potencia necesaria: 3850 W
 - Equipo de bombeo situado en una caseta refrigerada

7. Dimensionado de una instalación de bombeo solar. Procedimiento de cálculo.

Se va a proceder al cálculo de los parámetros necesarios y el diseño de los componentes de la instalación. Para este estudio en concreto, ciertos parámetros de cálculo ya son proporcionados y no sería necesario realizar su cálculo. Sin embargo, de forma más general se llevará a cabo, de forma teórica, el procedimiento general de cálculo de cada parámetro. Posteriormente, se aplicará

este procedimiento teórico a este caso práctico si fuese necesario o se utilizará lo proporcionado por la empresa.

7.1. Cálculo de la radiación solar disponible

El cálculo de la radiación solar disponible es determinante para conocer la energía disponible y analizar el comportamiento de los componentes del sistema.

7.1.1. Horas solares pico

La Hora Solar Pico se utiliza para cálculos fotovoltaicos y es la cantidad de energía que recibe un metro cuadrado de superficie (1000 W/m^2).

La Hora Solar Pico (HSP) es la energía que recibimos en horas por m^2 , y esta energía no es la misma dependiendo de la localización (cuanto más cerca del ecuador mayor será) y por su época del año. No hay el mismo sol en un día de invierno que de verano.

Si existen, por ejemplo, 5HSP significa que tenemos 5 horas de sol transmitiendo 5000 Wh/m^2 . Puede ser también que para obtener un cierto valor vamos a necesitar más horas de sol, es decir que para, por ejemplo, una hora solar pico de 8000 Wh/m^2 necesitaremos 10 horas de sol. [10]

Figura 7.1. Relación entre Irradiación y HSP en un día

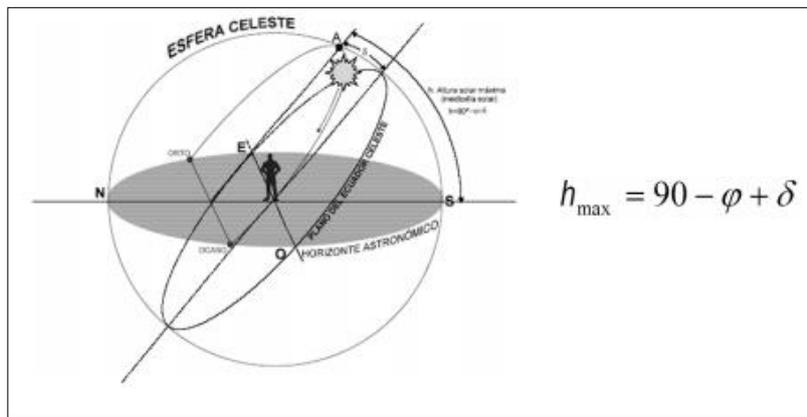


Fuente: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

Para el cálculo de la producción energética de una instalación fotovoltaica es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el acimut del sol.

Para calcular las distintas componentes de la radiación sobre una superficie terrestre, será necesario conocer la irradiación incidente sobre una superficie situada fuera de la atmósfera como referencia, denominada radiación extraterrestre.

Figura 7.2. Trayectoria aparente del sol un día cualquiera, h máxima



Fuente: Tema 6.1.1. Geometría solar. Asignatura: Eficiencia Energética

Un ejemplo sería el representado en la Tabla 7.1:

Tabla 7.1. HSP diarias cada mes

Mes	Hopt (Irradiación Óptima)	HSP
Enero	4440	4.44
Febrero	5250	5.25
Marzo	6330	6.33
Abril	6330	6.33
Mayo	6660	6.66
Junio	7190	7.19
Julio	7390	7.39
Agosto	7150	7.15
Septiembre	6230	6.23
Octubre	5520	5.52
Noviembre	4610	4.61
Diciembre	4120	4.12
Año	5940	5.94

Fuente: PVGIS

Como se ha explicado anteriormente, 1 “HPS” equivale a 1KWh/m2, por lo tanto, teniendo los valores de irradiación solo será necesario dividir entre 1000W/m2 para sacar el valor de HSP.

En la Tabla 5.1 se tienen representados los valores de irradiación y HSP al día en cada mes. De esta manera, si se quiere saber la energía que va a suministrar el generador fotovoltaico durante un cierto día del año solo es necesario irse al valor correspondiente de su mes. También se tiene el valor de HSP anual, que se corresponden con el número de kWh/kWp instalado en ese lugar.

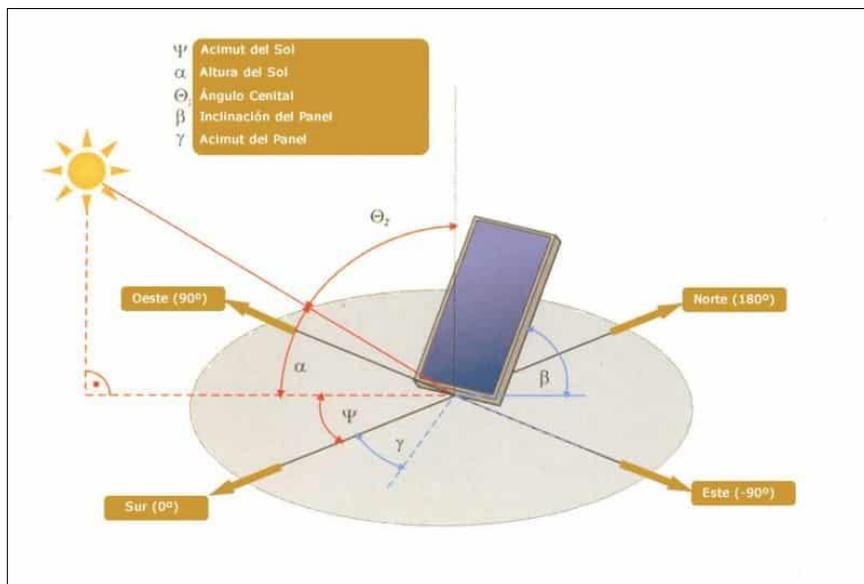
En este caso los kWh/kWp son 2168.1 HSP. [11]

Para conseguir las HSP se calculan en primer lugar sobre superficies planas. Después se aplican los coeficientes necesarios para conseguir la inclinación óptima (la que produce una HSP mayor). Posteriormente se aplican una serie de coeficientes de corrección para dar como resultado la HSP neta.

Para obtener las HSP hay que tener en cuenta la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol.

Para calcular las distintas componentes de la radiación sobre una superficie terrestre, será necesario conocer la irradiación incidente sobre una superficie situada fuera de la atmósfera como referencia, denominada radiación extraterrestre. Los parámetros más relevantes son el azimut y la inclinación.

Figura 7.3. Geometría solar para el cálculo de paneles solares



Fuente: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

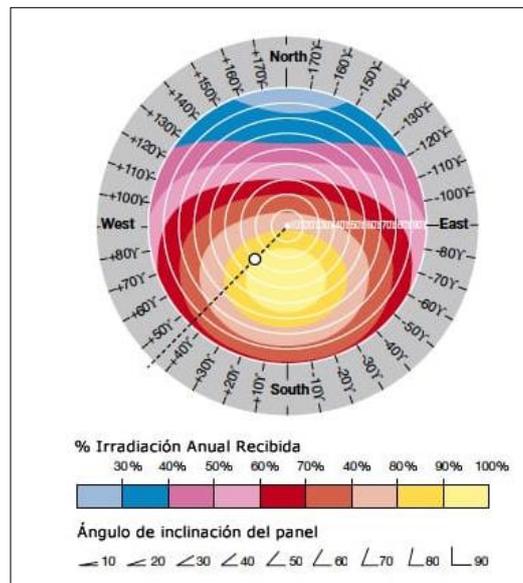
Cuanto más perpendicular se encuentra el sol respecto a la superficie terrestre menor camino recorre la radiación.

El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

La inclinación es el ángulo (β) que forma la placa con respecto a la superficie horizontal del suelo. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal, y 90° si es totalmente vertical

Al variar el azimut y la altura solar a lo largo del día y del año, lógicamente el ángulo de incidencia de radiación óptimo no es siempre constante.

Figura 7.4. Radiación solar sobre un panel en función de su inclinación y orientación



Fuente: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

En la Figura 7.4 se puede observar gráficamente la radiación de las placas en función de su orientación respecto al sur y su ángulo de inclinación.

Se sabe que en verano el ángulo de inclinación más favorable se consigue:

$$\beta_{ver} = \text{latitud}^{\circ} - 10^{\circ}$$

Ecuación 7.1

Y de la misma manera el más favorable en invierno es:

$$\beta_{inv} = \text{latitud}^{\circ} + 10^{\circ}$$

Ecuación 7.2

Para este caso, la latitud es aproximadamente 37.5°, por lo que la inclinación óptima para verano e invierno será:

$$\beta_{ver} = 37.5 - 10 = 27.5^{\circ}$$

Ecuación 7.3

$$\beta_{inv} = 37.5 + 10 = 47.5^{\circ}$$

Ecuación 7.4

Para el caso práctico de este trabajo, el valor de estos parámetros se muestra a continuación. Estos valores se pueden obtener a través del programa PVGIS. Mediante este software se podrán obtener las HSP netas introduciendo los valores de latitud y de longitud.

Figura 7.5. Localización de la parcela mediante el programa PVGIS

The screenshot displays the PVGIS web application interface. On the left, a map shows the location of a parcel in southern Spain, near Huelva/Overa. The map includes a search bar with the coordinates 37.42, -2.000 and a 'Buscar' button. The right panel, titled 'Rendimiento del sistema FV conectado a red', contains the following configuration options:

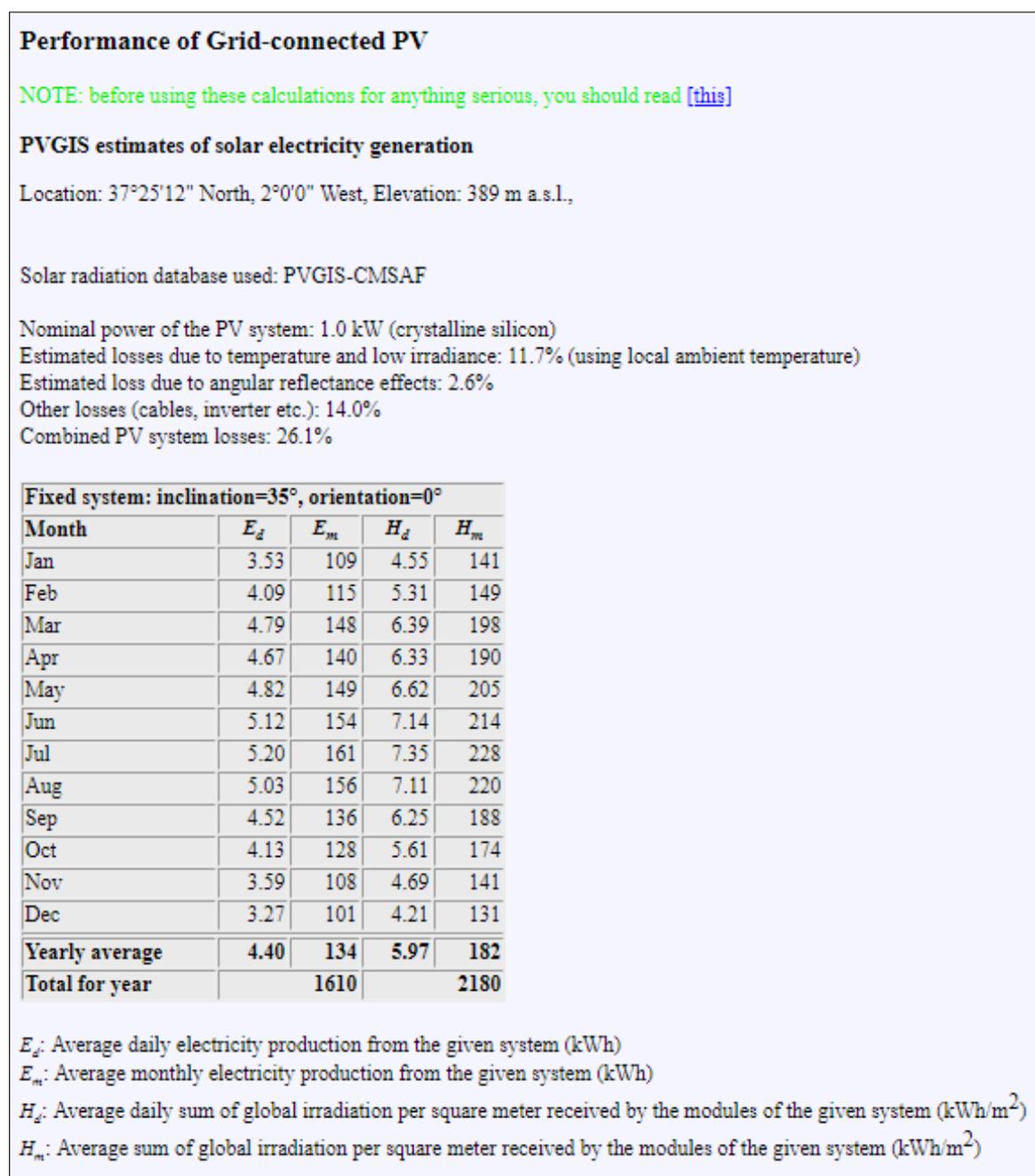
- Base de datos de radiación:** Climate-SAF PVGIS
- Tecnología FV:** Silicio cristalino
- Potencia FV pico instalada:** 1 kWp
- Pérdidas estimadas del sistema:** 14 %
- Opciones de montaje fijo:**
 - Posición de montaje: Posición libre
 - Inclinación: 35 grados
 - Acimut: 0 grados
- Opciones del sistema de seguimiento:**
 - Eje vertical: Inclinación 0 grados
 - Eje inclinado: Inclinación 0 grados
 - Seguidor solar a dos ejes
- Formatos de salida:**
 - Mostrar gráficas
 - Mostrar el horizonte
 - Página web (seleccionado)
 - Fichero de texto
 - PDF

A 'Calcular' button is located at the bottom of the configuration panel.

Fuente: PVGIS

De este modo, para este caso de estudio, donde se encuentra en la provincia de Almería, con una inclinación media del colector de 35° y un coeficiente de pérdidas de un 14% se obtiene lo siguiente:

Figura 7.6. Resultados obtenidos de radiación en PVGIS



Fuente: PVGIS

En la Tabla 7.2 están agrupados los resultados más significativos:

Tabla 7.2. Producción de electricidad media y mensual

Mes	Días	Producción electricidad media diaria (kWh)	Producción electricidad media mensual (kWh)
Enero	31	3,53	109,43
Febrero	28	4,09	114,52
Marzo	31	4,79	148,49
Abril	30	4,67	140,10
Mayo	31	4,82	149,42
Junio	30	5,12	153,60
Julio	31	5,20	161,20
Agosto	31	5,03	155,93
Septiembre	30	4,52	135,60
Octubre	31	4,13	128,03
Noviembre	30	3,59	107,70
Diciembre	31	3,27	101,37
Media anual		4,40	
Año	365		1605,39

Fuente: PVGIS y elaboración propia

$$HSP\ anual = \frac{\text{producción electricidad anual (kWh)}}{\text{potencia pico instalada (kWp)}} = \frac{1605.39}{1} = 1605.39$$

Ecuación 7.5

7.2. Cálculo del caudal necesario

Para el cálculo del caudal se necesita conocer las necesidades hídricas necesarias para cumplir la demanda y la radiación solar disponible en la zona. Una vez calculado el caudal, ya se podrá determinar el tipo de bomba a colocar.

Para conocer ese caudal, en primer lugar, se ha realizado en primer lugar un estudio de las condiciones climatográficas de la zona de cultivo, así como la irradiación solar de ese lugar, a partir del cálculo de las HSP.

En cuanto a las necesidades a cubrir, este caso no presenta una demanda hídrica cuantificada (no se tiene un caudal estimado anual), sino que el volumen que debe mover la bomba está cuantificado en 12 m³/h, trabajando 4 horas al día en invierno y 8 horas al día en verano [12].

- Cálculo del caudal medio diario si se tuviera como dato el caudal anual

Por tanto, se calculará de manera general tomando un caudal medio anual para obtener una estimación mensual, y a continuación, se realizará el estudio con los datos proporcionados.

Estableciendo un caudal anual de ejemplo de unos 30000 m³/h (que suponen unas 7 horas aproximadamente de funcionamiento al día escogiendo el caudal de la bomba en 12m³/h), se obtiene el caudal medio por hora mediante la siguiente ecuación:

$$Q(m^3) = \frac{\text{caudal anual } (m^3)}{\text{HSP anual}} = \frac{30000}{1605.39} = \frac{18.69m^3}{h}$$

Ecuación 7.6

Escogiéndose 19 m³/h como caudal medio por hora, se puede obtener, multiplicando por las HSP mensuales, el caudal medio mensual, y compararlo con el anual:

Tabla 7.3. Obtención del volumen medio mensual a partir del caudal medio diario obtenido (19 m³/h)

Mes	Días	Producción eléctrica media diaria (kWh)	Producción electricidad media mensual (kWh)	Volumen mensual medio (m ³)
Enero	31	3,41	105,71	2079,17
Febrero	28	4,01	112,28	2175,88
Marzo	31	4,73	146,63	2821,31
Abril	30	4,64	139,20	2661,9
Mayo	31	4,83	149,73	2838,98
Junio	30	5,12	153,60	2918,4
Julio	31	5,18	160,58	3062,8
Agosto	31	5,03	155,93	2962,67
Septiembre	30	4,48	134,40	2576,4
Octubre	31	4,05	125,55	2432,57
Noviembre	30	3,48	104,40	2046,3
Diciembre		3,12	96,72	1926,03
Anual			1584,73	30502,41

Fuente: Elaboración propia

Para el caso de que se tomara un volumen anual fijo establecido se tendría un volumen medio mensual de 19m³/h que corresponden con un volumen anual de 30500 m³.

- Cálculo del caudal de impulsión de la bomba si se tuviera un volumen estacional

Si en vez de conocer el caudal que mueve la bomba (como en este estudio) o se quisiera sacar el valor de esta a partir de un volumen anual, se tuviera un volumen de agua, pero estacional, es decir para cada estación del año se debería calcular el máximo caudal que podía mover la bomba, que sería en la estación donde más volumen habría que utilizar.

Si se tomara como ejemplo práctico, que se asemejara en valores a nuestro caso, se podrían tener las siguientes necesidades:

- Invierno y otoño: 1500m³
- Primavera: 2250 m³
- Verano: 3000m³

A partir de estos valores del caudal mensual medio en función de su estación se puede calcular cuál es la necesidad mínima que necesita la bomba para funcionar, así como cuanto volumen debería tener el depósito para evitar que falte agua.

Si tomamos los valores de volumen de cada mes, se observa que para los meses de invierno y otoño el volumen que se necesitará es menor a los meses de primavera y verano. Si ahora a ese volumen mensual se le divide su correspondiente HSP se obtiene el caudal mínimo que necesitaría la bomba:

$$\text{Caudal mín.} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right) = \text{Vol.} \frac{\text{mensual}}{\text{HSP}}$$

Ecuación 7.7

Tabla 7.4. Cálculo del mes con más demanda hídrica

Mes	Producción eléctrica media mensual (kWh)	Volumen mensual medio (m3)	Caudal mínimo a bombear (m3/h)	Volumen máx a bombear (m3)	Diferencia de volumen
Enero	109,43	1500	13,71	2137,30	637,30
Febrero	114,52	1500	13,10	2236,72	736,72
Marzo	148,49	2250	15,15	2900,20	650,20
Abril	140,10	2250	16,06	2736,33	486,33
Mayo	149,42	2250	15,06	2918,36	668,36
Junio	153,60	3000	19,53	3000,00	0,00
Julio	161,20	3000	18,61	3148,44	148,44
Agosto	155,93	3000	19,24	3045,51	45,51
Septiembre	135,60	2250	16,59	2648,44	398,44
Octubre	128,03	1500	11,72	2500,59	1000,59
Noviembre	107,70	1500	13,93	2103,52	603,52
Diciembre	101,37	1500	14,80	1979,88	479,88
Anual	1605,39	25500	187,49	31355,27	5855,27

Fuente: Elaboración propia

Observando la tabla se puede apreciar que el caudal más elevado corresponde al mes de junio. Si se tomara ese caudal como referencia, el volumen a bombear en los demás meses sería superior al demandado ya que en estos meses el caudal necesario sería menor y como consecuencia, existiría un exceso de volumen.

Si en vez de tomar el caudal del mes más alto, se toma un caudal medio, en algunos meses tendrá déficit pero que se acumula en un embalse, cumplirá con las necesidades anuales.

Si en vez de coger como caudal 19.5 m³/h se toma uno medio, unos 16 m³/h tendremos los siguientes resultados:

Tabla 7.5. Cálculo de necesidades hídricas para un caudal medio

Mes	Producción electricidad media mensual (kWh)	Volumen mensual medio (m ³)	Volumen para un caudal de 19,5m ³ /h	Diferencia de volumen(m ³)	Volumen para un caudal de 16m ³ /h	Diferencia de volumen(m ³)
Enero	109,43	1500	2133,885	633,89	1750,88	250,88
Febrero	114,52	1500	2233,14	733,14	1832,32	332,32
Marzo	148,49	2250	2895,555	645,56	2375,84	125,84
Abril	140,10	2250	2731,95	481,95	2241,6	-8,40
Mayo	149,42	2250	2913,69	663,69	2390,72	140,72
Junio	153,60	3000	2995,2	-4,80	2457,6	-542,40
Julio	161,20	3000	3143,4	143,40	2579,2	-420,80
Agosto	155,93	3000	3040,635	40,64	2494,88	-505,12
Septiembre	135,60	2250	2644,2	394,20	2169,6	-80,40
Octubre	128,03	1500	2496,585	996,59	2048,48	548,48
Noviembre	107,70	1500	2100,15	600,15	1723,2	223,20
Diciembre	101,37	1500	1976,715	476,72	1621,92	121,92
Anual	1605,39	25500	31305,11	5805,11	25686,24	186,24

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que para 19.5m³/h de caudal medio se tiene un volumen de más de 5000 m³ de sobra, mientras que para 16 m³/h es inferior a 200 m³/h.

Por lo tanto, se confirma que con un caudal de 16 m³/h se cumplen con las necesidades hídricas, porque, aunque en los meses de verano hay déficit, el balance global anual es positivo si se acumula en un embalse el volumen de agua sobrante en los meses de otoño, invierno y primavera.

- Cálculo del caudal necesario para este caso práctico

Pero como se ha mencionado, ya se tiene una bomba con un caudal determinado, por lo que no sería necesario obtener el volumen mensual (ya que es conocido). Sin embargo, se va a realizar el cálculo de volumen anual y caudal medio para las especificaciones propuestas:

- Caudal medio por hora: 12m³/h
- Horas de funcionamiento al día: 4 en invierno y 8 en verano

- Se supondrán los meses de invierno de noviembre a abril y los de verano de mayo a octubre.

Con estos datos se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 7.6. Cálculo del volumen mensual y anual a partir del valor del caudal medio proporcionado como dato (12 m³/h)

Mes	Días	Producción electricidad media mensual (kWh)	Producción electricidad media diaria (kWh)	Caudal medio diario (m ³ /día)	Volumen mensual medio (m ³)
Enero	31	109,43	3,53	48	1488
Febrero	28	114,52	4,09	48	1344
Marzo	31	148,49	4,79	48	1488
Abril	30	140,10	4,67	96	2880
Mayo	31	149,42	4,82	96	2976
Junio	30	153,60	5,12	96	2880
Julio	31	161,20	5,20	96	2976
Agosto	31	155,93	5,03	96	2976
Septiembre	30	135,60	4,52	96	2880
Octubre	31	128,03	4,13	96	1488
Noviembre	30	107,70	3,59	48	1440
Diciembre	31	101,37	3,27	48	1488
Anual	365	1605,39	52,76	912	26304

Fuente: Elaboración propia

De esta manera, para cada mes tenemos ya asignado el caudal que va a mover la bomba, siendo el total al cabo del año de unos 26500 m³.

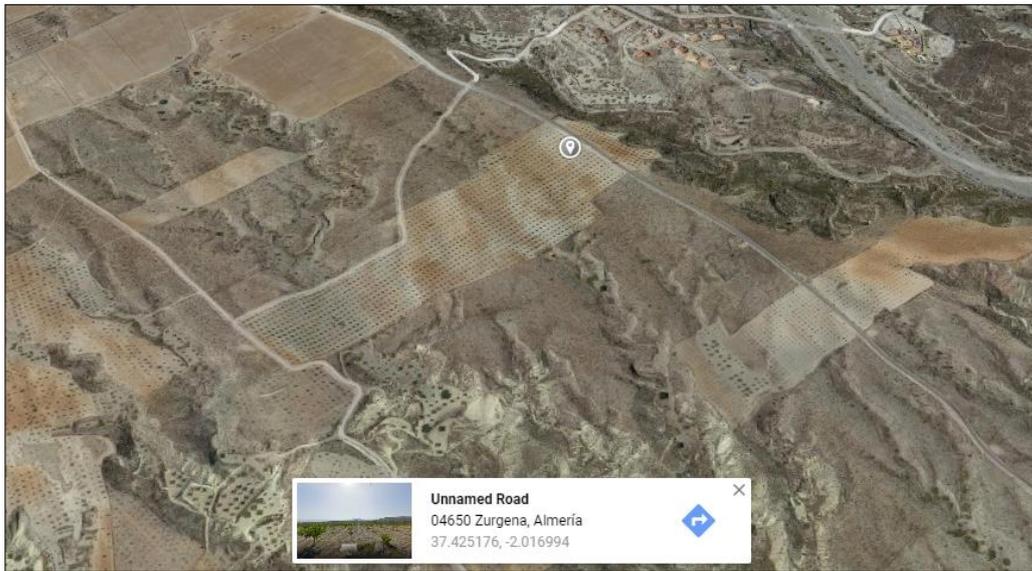
7.3. Diseño del sistema de riego

7.3.1. Ubicación

Tras calcular el caudal a bombear se procede a ubicar el depósito. La localización de la parcela se ha comentado en el apartado 6.

A partir de Google Maps se obtiene también la localización geográfica [13]:

Figura 7.7. Localización geográfica de la parcela de cultivo



Fuente: Google Maps

Se ha utilizado Google Earth para medir las alturas del punto más bajo y el punto más alto. Se aprecia un desnivel desde el punto más elevado (462 m), situado más al norte, hasta el punto más bajo (449m), situado al sur, de unos 13m. si se traza una línea uniendo ambos puntos se puede sacar el desnivel existente en la parcela [14]:

Figura 7.8. Longitud desde el punto más alto al más bajo



Fuente: Google Earth

Se observa una distancia de unos 400m entre ambos puntos, lo que equivale a un desnivel del 4.3%, porque aproximadamente cada 100m de distancia en diagonal se descienden unos 4 metros de altura.

7.3.2. Longitud de la tubería

Si se quiere calcular la longitud de la tubería es necesario recurrir a Google Earth o Google Maps y utilizando la herramienta para medir la distancia se calcularían los metros existentes entre los puntos.

Para este caso de estudio, esta medición no será necesaria llevarla a cabo debido a que la longitud es un dato ya proporcionado y no se cuenta con los suficientes datos de localización como para poder representarla en Google Earth. La longitud para nuestra instalación es de 200m.

7.3.3. Diámetro nominal de la tubería

Para el cálculo del diámetro nominal de la tubería será necesario conocer el caudal volumétrico. También habrá que tener en cuenta la velocidad del fluido y las pérdidas de carga de la tubería, ya que estos dos parámetros no podrán sobrepasar los rangos para cada diámetro [15].

De forma teórica se recurriría a una tabla del siguiente tipo:

Tabla 7.7. Diámetros de tuberías normalizados

dN _{prop.} "	dN _{prop.} mm	Condiciones generales (impulsión)		Agua caliente en tuberías de aspiración y líneas de condensados	
		qh m ³ /h	u _{max} m/s	qh m ³ /h	u _{max} m/s
¾ 1 1 ¼ 1 ½	10	0,23	0,8	0,11	0,4
	15	0,5	0,8	0,25	0,4
	20	1	0,8	0,5	0,4
	25	1,5	0,8	0,8	0,4
	32	2,5	0,8	1,25	0,4
1 ½	40	3,8	0,8	1,9	0,4
2	50	6	0,8	3	0,4
2 ½	65	16	1,2	8	0,6
3	80	30	1,5	15	0,75
4	100	50	1,7	25	0,85
5	125	80	1,9	40	0,95
6	150	125	2,1	62,5	1,05
8	200	300	2,5	150	1,25
10	250	500	2,7	250	1,35
12	300	800	2,9	400	1,45
14	350	1000	3	500	1,5
16	400	1.400	3,1	700	1,55
20	500	2.500	3,4	1.250	1,7
24	600	4.000	3,6	2.000	1,8

De forma que como se conoce el caudal que debe circular por la tubería se escogería el diámetro interior que cumpliera con el caudal demandado y con ese diámetro se calcularía la velocidad del fluido mediante la ecuación de continuidad. Esa velocidad debe ser inferior a la máxima recogida para ese diámetro.

- Cálculo para el caso de no tener el diámetro definido:

Para este caso de estudio el diámetro de la tubería ya se nos proporciona por lo que no sería necesario su cálculo. Sin embargo, se realizará el ejemplo para el caso de que no se proporcionara este diámetro.

El caudal de la bomba de este caso de estudio es de 12m³/h. Si se observa la tabla, este valor del caudal no está representado, por lo que se escoge el diámetro siguiente superior a este, en este caso el de 16m³/h. Para este valor del caudal el diámetro nominal de la tubería deberá ser de 65 mm y su velocidad máxima de 1.2 m/s.

Comprobación de la velocidad máxima:

Conociendo la siguiente relación de caudal y velocidad se comprobará si la velocidad para nuestro caso es inferior a la máxima (de 1.2m/s)

$$Q = S \cdot U \rightarrow U = \frac{4Q}{\pi d_{nom}^2}$$

Ecuación 7.8

Donde se tiene que:

- Q es el caudal de la bomba en m³/s.
- S es la sección en m².
- U es la velocidad del fluido en m/s

Por tanto, el valor de la velocidad es:

$$U = \frac{4 \cdot 12}{\pi \cdot 0,065^2 \cdot 3600} = 1.005 \frac{m}{s}$$

Como se acaba de comprobar, la velocidad es inferior a la máxima permitida con ese diámetro.

A la hora de tener que escoger un diámetro, el de 65mm en principio podría valer, ya que cumple con la velocidad, aunque posteriormente habrá que comprobar que con las pérdidas de carga que haya en la tubería seguirá cumpliendo o será necesario aumentar su sección.

- Valor del diámetro nominal para nuestro caso de estudio:

En este estudio, el valor del diámetro de la tubería ya se nos ha sido proporcionado y su valor es de 75mm.

7.3.4. Material de la tubería

La tubería estará fabricada de PVC (policloruro de vinilo) ya que se trata de un material ligero, resistente, impermeable y completamente inocuo con una muy buena relación calidad/precio [16].

7.4. Dimensionado del grupo motor-bomba

La moto bomba es un sistema que como su propio nombre indica está formada por un motor que acciona una bomba de agua. Se trata de una máquina generadora, puesto que comunica energía al fluido.

7.4.1. Motor

El motor eléctrico es el encargado de transformar la energía en mecánica. El motor que acciona la bomba puede ser de corriente continua (DC) o de corriente alterna (AC). Los motores de alterna tienen un rango de potencia más amplio que los motores de continua. A partir de potencias superiores a 300 W suelen colocarse motores de alterna, siendo estos los más utilizados en estas instalaciones.

Dentro de los motores de corriente alterna existen los motores síncronos y los asíncronos. Los asíncronos pueden ser de imanes permanentes y de reluctancia mientras que los síncronos necesitarán un variador de frecuencia.

Los motores serán trifásicos o monofásicos en función de la tensión de funcionamiento. En cuanto al variador de frecuencia, deberá tener una tensión superior a la nominal del motor.

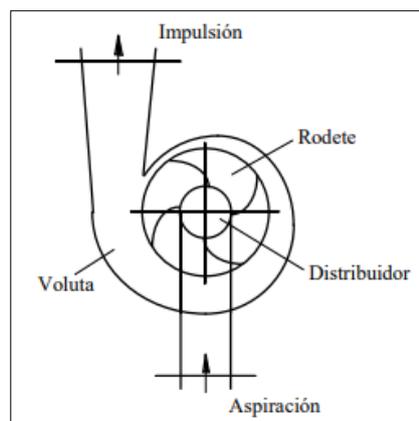
Por lo tanto, como el motor que se tiene trabaja a 400 Vac, se necesitará un variador de frecuencia que trabaje en un rango de 380-480 Vac.

7.4.2. Bomba

En cuanto a las bombas, estas se pueden clasificar según su principio de funcionamiento existiendo:

- Turbobombas: cede energía mediante una variación de momento cinético en un rodete. Existen tres tipos, centrífugas, axiales o heliocentrífugas.

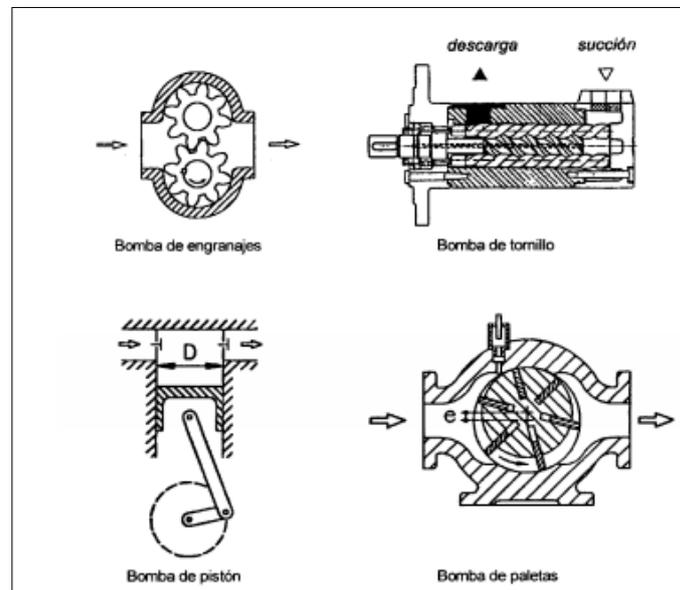
Figura 7.9. Componentes de una bomba centrífuga



Fuente: <http://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/5476/isbn9788416325191.pdf>

- De desplazamiento positivo o volumétricas: el intercambio de energía es mediante presión al pasar un fluido. Se dividen a su vez en alternativas y rotativas [17].

Figura 7.10. Bombas de desplazamiento positivo



Fuente:

<http://www.fnmt.es/documents/10179/10666378/Clasificaci%C3%B3n+y+tipos+de+bombas.pdf/9eb9b616-ea47-0841-566b-3b49a93e83bf>

Otra clasificación de las bombas es dependiendo de su emplazamiento en la instalación. Existen bombas de superficie o sumergible (el caso de estudio).

Las bombas sumergibles se encuentran en el interior del fluido de un embalse o pozo. Se emplean en instalaciones con poca altura neta positiva de aspiración (NPSH). El inconveniente es a la hora de realizar un mantenimiento, ya que será necesario la extracción completa de la bomba.

Figura 7.11. Clasificación de las bombas según su emplazamiento

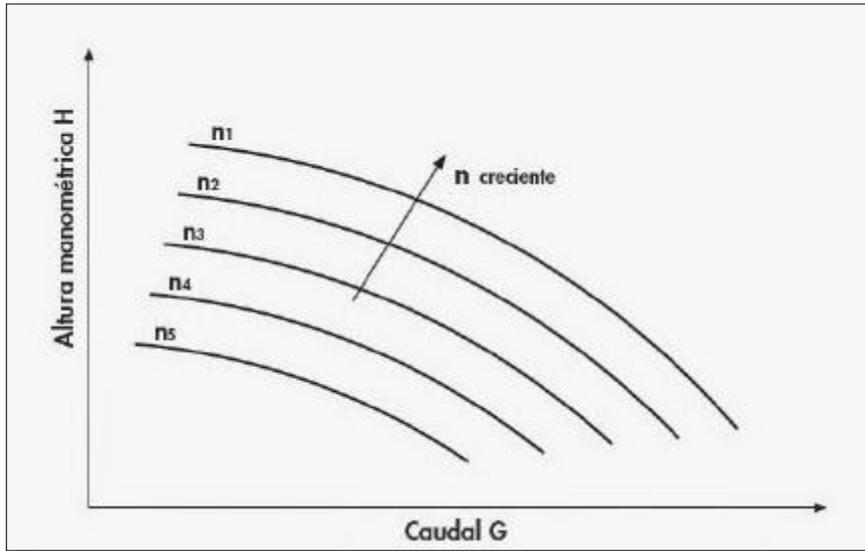


Fuente: <http://www.ventageneradores.net/blog/guia-bombas-agua-como-elegir-motobomba-usos-aplicaciones/>

7.4.2.1. Curvas características

La curva característica de una bomba es la que representa la altura proporcionada por la bomba en función del caudal [18].

Figura 7.12. Curva característica de una bomba centrífuga

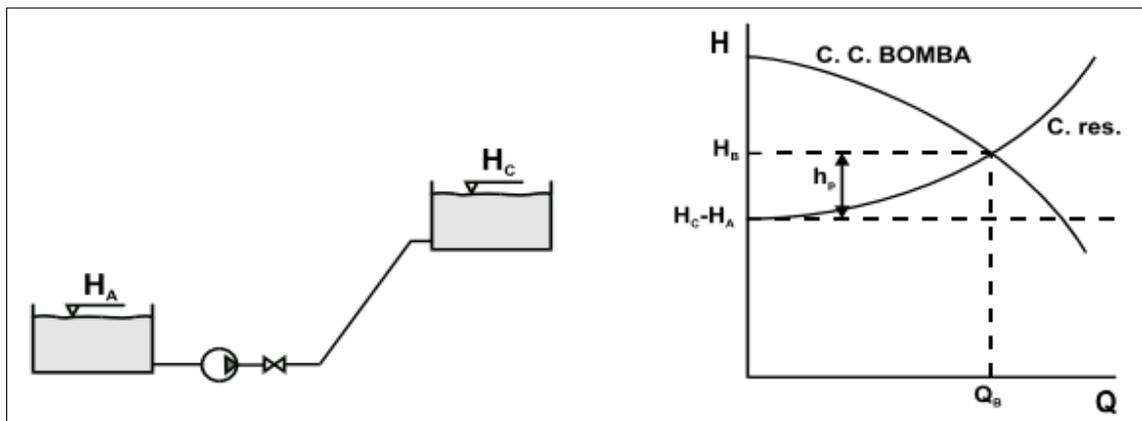


Fuente: Informes de laboratorios, máquinas hidráulicas gr 2

7.4.2.2. Punto de funcionamiento

El punto de funcionamiento vendrá dado por el corte de la curva resistente del sistema con la curva característica de la bomba:

Figura 7.13. Punto de funcionamiento de una bomba



Fuente: https://agasca.net/wp-content/uploads/2018/08/PDF_SistemasdeBombeo2.pdf

7.4.2.3. Altura manométrica

Es el aumento de la energía por unidad de peso que experimenta el fluido desde la entrada hasta la salida de la bomba y se expresa en metros de columna de líquido impulsado

$$H_{man} = Hd - Hs + A + \frac{v_d^2 - v_s^2}{2g}$$

Ecuación 7.9

Donde:

- Hd es la lectura del manómetro de impulsión
- Hs es la lectura en vacuómetro de aspiración
- A es la diferencia de altura entre los puntos de lectura
- $\frac{v_d^2 - v_s^2}{2g}$ es la diferencia de altura de velocidad

También se puede definir como la altura a vencer la bomba para poder elevar un caudal desde un punto inferior hasta otro punto superior. Se representa como:

$$H_{man} = Hg + \frac{P2 - P1}{\gamma} + Z$$

Ecuación 7.10

Donde:

- Hg es el desnivel geométrico
- $P1/\gamma$; $P2/\gamma$ es la diferencia de presión manométrica entre aspiración e impulsión.
- Z es la pérdida de carga del circuito

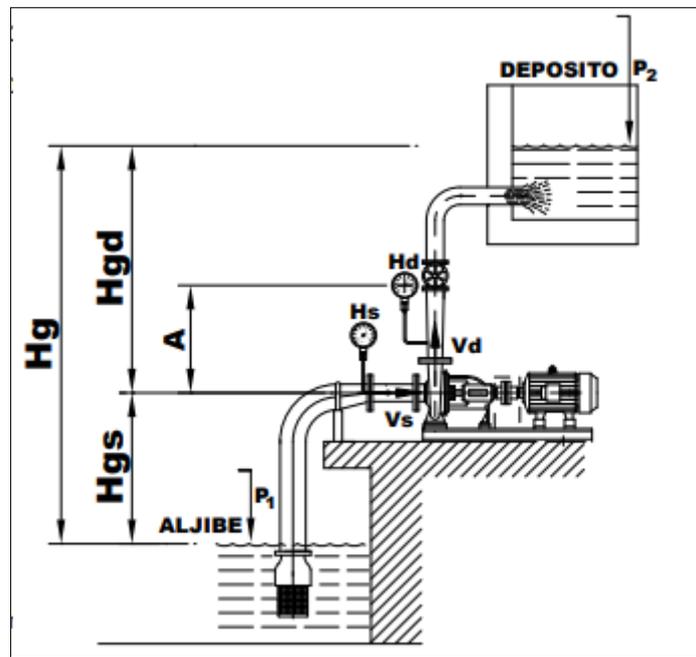
También se puede expresar como la altura hidráulica, siendo:

$$h = Hd - Hg + Sw$$

Ecuación 7.11

Al igual que antes, Hg es la altura geométrica; Hd sería la altura dinámica, calculada mediante las pérdidas de carga y Sw, el abatimiento, como el descenso del nivel a medida que se va extrayendo agua.

Figura 7.14. Esquema de altura de impulsión.



Fuente: <http://www.juntadeandalucia.es/>

Donde se puede sacar en clave de la imagen que la altura geométrica es:

$$H_g = H_{gs} + H_{gd}$$

Ecuación 7.12

Normalmente, las presiones en el aljibe y en el depósito son iguales y equivalentes a las atmosféricas por lo que el término de la diferencia de presión se anula quedando la altura manométrica como:

$$H_{man} = H_g + Z$$

Ecuación 7.13

1. Pérdidas de carga

Las pérdidas de carga se producen como una disminución de la presión por efecto de la fricción. Se ha comentado que hacen referencia a una altura dinámica, que será una parte de la altura hidráulica. Se pueden dividir en dos tipos [19]:

- Pérdidas lineales: son las que se producen por el efecto de rozamiento del fluido por las paredes de la tubería como consecuencia de su desplazamiento.
- Pérdidas singulares: son disipaciones de energía causadas por flujos secundarios (turbulencias) inducidos por la geometría de la tubería. Son pérdidas secundarias o menores y están formadas por algunas de las siguientes singularidades:
 - Secciones de rejilla

- Ensanchamientos
- Estrechamientos
- Codos
- Válvulas
- Bifurcaciones

Pérdidas lineales

Para calcular las pérdidas lineales de forma exacta, en primer lugar, será necesario calcular el número de Reynolds para averiguar si el flujo es laminar o turbulento. El número de Reynolds se calcula como:

$$Re = \frac{\rho VD}{\mu} = \frac{VD}{\nu} = \frac{4Q}{\pi D \nu}$$

Ecuación 7.14

Donde:

- Q caudal
- V velocidad
- μ viscosidad absoluta.
- ρ densidad.
- ν viscosidad cinemática.

Si su valor es inferior a 2000 el flujo es laminar, si es superior a 4000, turbulento. Entre medias de estos dos valores se considera régimen de transición.

Para regímenes laminares se utiliza la expresión de Darcy-Weiesbach:

$$\Delta h_1 = f \frac{Lv^2}{D2g}$$

Ecuación 7.15

Donde:

- $f = 64/Re$ coeficiente de fricción
- L longitud
- D diámetro
- $\frac{v^2}{2g}$ la altura de la velocidad

Si se tratase de regímenes turbulentos, existen diferentes relaciones en función de la rugosidad de las tuberías. Así, para tuberías lisas se tendría la de Blasius:

$$f = 0.316/Re^{0.25} \text{ si } 3000 < Re < 100000$$

Ecuación 7.16

O la de Von Karman:

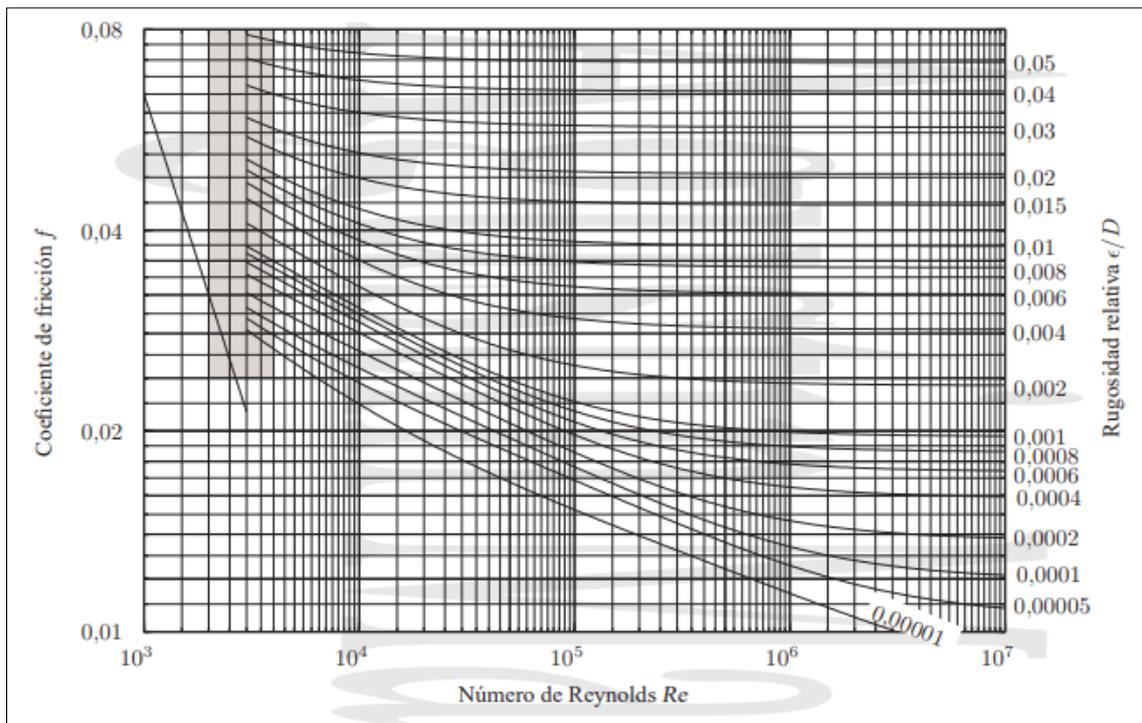
$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 0.869 \ln \left(\frac{Re}{\sqrt{f}} \right) - 0.8 = 2 \log \left(\frac{Re}{\sqrt{f}} \right) - 0.8 \text{ a partir de } Re > 100000 \text{ hasta } 3 \times 10^6$$

Ecuación 7.17

Para rugosas se aplicaría la de Colebrook-White.

Y finalmente, si se tubería un alto Re y una alta rugosidad se aplicaría el diagrama de Moody [20]:

Figura 7.15. Diagrama de Moody



Fuente: <http://oa.upm.es/6531/1/amd-apuntes-fluidos.pdf>

De forma general, existen otras ecuaciones más simples para el cálculo de la pérdida de carga lineal. La más extendida es la de Hazen-Williams:

$$h_{pl} = 10.67 \cdot (Q/C)^{1.852} \cdot \frac{L}{D^{4.87}}$$

Ecuación 7.18

Donde el coeficiente de Hazen-Williams se obtiene de la siguiente Tabla:

Tabla 7.8. Coeficiente de Hazen-Williams en función del material

Material, clase y estado del tubo	c
Tuberías de plástico nuevas	150
Tuberías muy pulidas (fibrocemento)	140
Tuberías de hierro nuevas y pulidas	130
Tuberías de hormigón armado	128
Tuberías de acero nuevas	120
Tuberías de palastro roblonado nuevas	114
Tuberías de acero usadas	110
Tuberías de fundición nuevas	100
Tuberías de palastro roblonado usadas	97
Tuberías de fundición usadas	90-80

Fuente: https://previa.uclm.es/area/ing_rural/Trans_hidr/Tema7.PDF

Pérdidas singulares

Como se ha comentado, son pequeñas comparadas con las lineales, aunque pueden ser importantes en longitudes cortas.

Existen dos formas de calcularla, mediante la energía cinética o atribuyéndole a cada singularidad una longitud equivalente.

- Proporcional a la energía cinética:

$$h_{ps} = \xi \frac{V^2}{2g} = \xi \frac{8Q^2}{g\pi^2 D_{sup}^4}$$

Ecuación 7.19

Con ξ como el coeficiente de pérdidas. En la siguiente tabla se reflejan valores típicos de este coeficiente para algunas singularidades.

Figura 7.16. Coeficientes de pérdida de carga

Elementos		Coeficientes de pérdidas ξ									
Entrada tubería											
	Borde abrupto	0.5									
	Borde redondeado	0.2									
	Boca acampanada	0.04									
Expansiones		$(1-A_1/A_2)^2$									
Contracciones		$(1/C_c-1)^2$									
	A_2/A_1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	
	C_c	0.624	0.632	0.643	0.659	0.681	0.712	0.755	0.813	0.892	
Codos											
	Radio pequeño, $r/D=1$										
	90°	0.24									
	45°	0.1									
	30°	0.06									
	Radio grande, $r/D=1.5$										
	90°	0.19									
	45°	0.09									
	30°	0.06									
	Codos bruscos										
	90°	1.1									
	60°	0.55									
	45°	0.4									
	30°	0.15									
Válvulas abiertas											
	Esféricas	0.05 a 0.2									
	Compuerta	0.1 a 0.3									
	Mariposa	0.2 a 0.6									
	Globo	3 a 10									
Nota.- Una T puede considerarse, simplificando mucho, como un codo brusco.											

Fuente: https://agasca.net/wp-content/uploads/2018/08/PDF_SistemasdeBombeo2.pdf

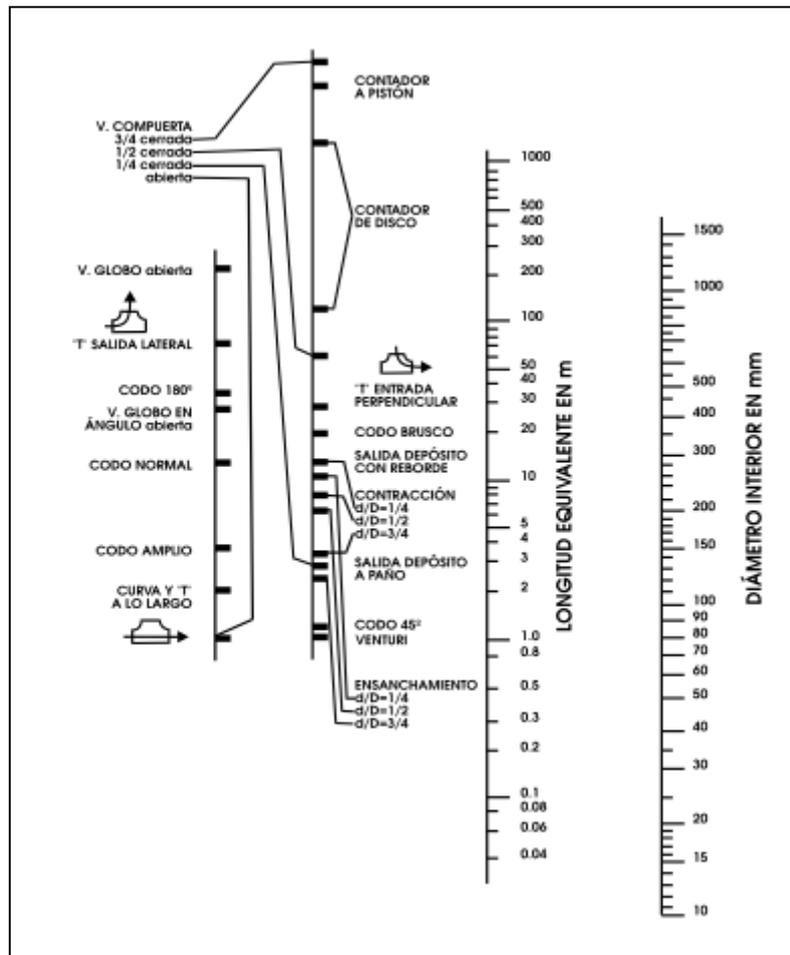
- Longitud equivalente:

$$L_{equiv} = \xi \frac{D}{f}$$

Ecuación 7.20

Existen tablas y nomogramas como el de la figura que calculan rápidamente las longitudes equivalentes para las singularidades más comunes. en los nomogramas no suele representar la dependencia con el coeficiente de fricción, pero este error es despreciable si las pérdidas singulares influyen poco. En la Figura 7.17 se muestra como se calcularía la longitud equivalente mediante un nomograma y, en la Tabla 7.9, mediante tablas tabuladas:

Figura 7.17. Cálculo de la longitud equivalente



Fuente: https://agasca.net/wp-content/uploads/2018/08/PDF_SistemasdeBombeo2.pdf

Tabla 7.9. Calculo de la longitud equivalente

Diámetro del tubo	25	32	40	50	65	80	100	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700
Curva 90°	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	1	1,2	1,8	2	3	5	5	6	7	8	14	16
Codo 90°	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1,3	1,7	2,5	2,7	4	5,5	7	8,5	9,5	11	19	22
Cono difusor	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Válvula de pie	6	7	8	9	10	12	15	20	25	30	40	45	55	60	75	90	100
Válvula de retención	4	5	6	7	8	9	10	15	20	25	30	35	40	50	60	75	85
V. Compuerta Abierta	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1,5	2	2	2	2,5	3	3,5	4	5
V. Compuerta 3/4 Abierta	2	2	2	2	2	2	4	4	6	8	8	8	10	12	14	16	20
V. Compuerta 1/2 Abierta	15	15	15	15	15	15	30	30	45	60	60	60	75	90	105	120	150

Fuente: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn206.html>

2. Abatimiento

Existe una fórmula que obtiene de forma aproximada el valor de este parámetro:

$$S_w = \frac{\ln(t)}{4\pi T_D} Q + K_w Q + D_w Q^2$$

Ecuación 7.21

Donde:

- K_w y D_w son constantes que dependen de las características del acuífero, pérdidas, etc.
- T es el coeficiente de transmisividad
- T es el tiempo
- Q es el caudal

7.4.2.4. NPSH

La altura neta positiva de aspiración es el parámetro que mide la cercanía de la instalación con la cavitación. El fabricante proporcionará el valor del NPSHr (requerido). Para asegurar que no haya cavitación, el NPSHd (disponible) debe ser superior al NPSHr [21].

La relación que une ambas y el criterio que debe cumplirse para que la bomba no entre en cavitación es el siguiente:

$$NPSHd \geq NPSHr + 0.5$$

Ecuación 7.22

Para calcular el NPSHd se emplea la siguiente fórmula:

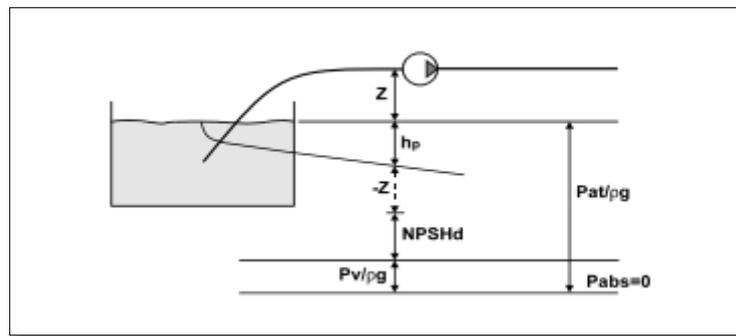
$$NPSHd = 10^5 \cdot \frac{P_l}{\rho g} - \frac{P_v}{\rho g} - H_a - h_a$$

Ecuación 7.23

Donde:

- P_l es la presión de aspiración. Si el agua está al aire libre entonces se trata de la presión atmosférica.
- P_v es la presión de vapor del líquido.
- H_a es la altura
- h_a es la pérdida de carga del tramo

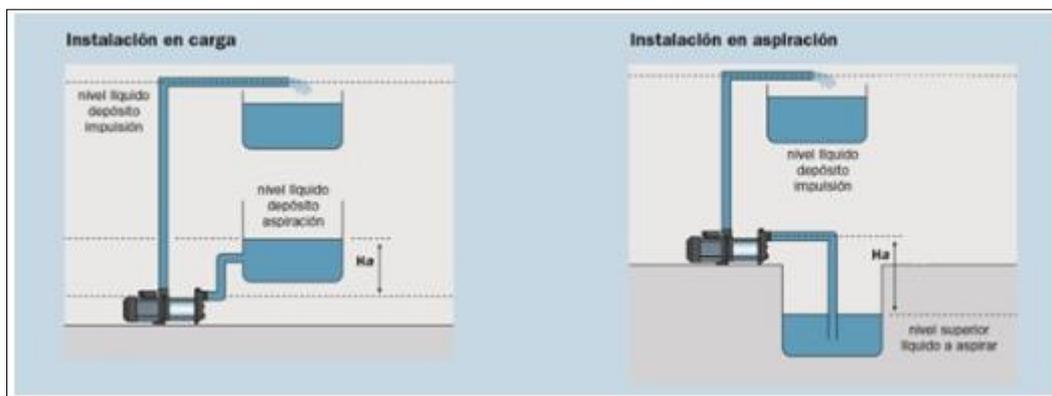
Figura 7.18. Representación de la NPSH



Fuente: https://agasca.net/wp-content/uploads/2018/08/PDF_SistemasdeBombeo2.pdf

Es la altura que le queda a la bomba para llegar a la presión de vapor. La H_a o z puede tomar valores negativos si la bomba está por debajo del depósito, es decir, si se trata de aspiración o de impulsión y si el depósito está cerrado se cogerá la presión absoluta.

Figura 7.19. Ejemplos de instalación en carga o en aspiración



Fuente: <https://www.iagua.es/blogs/miguel-angel-monge-redondo/que-es-y-como-se-calcula-npsHdisp-bomba-centrifuga>

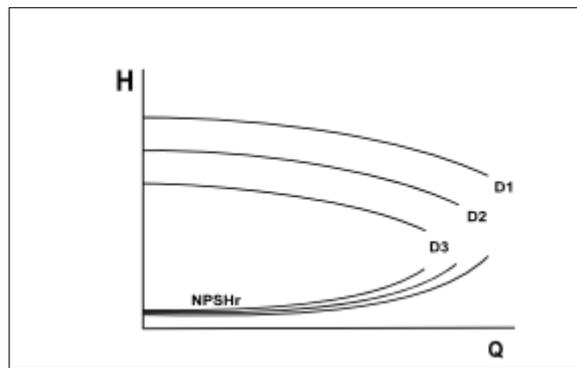
Si no se tiene un depósito de referencia el NPSHd se puede obtener de la presión estática en la aspiración de la bomba:

$$NPSHd = \frac{P_l}{\rho g} - \frac{P_s}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} - \frac{P_v}{\rho g}$$

Ecuación 7.24

La NPSHr varía con el caudal, de forma que, si éste aumenta, aumentará la velocidad y, por tanto, el peligro de cavitación. Los fabricantes suelen dar la curva NPSHr, como la de la figura:

Figura 7.20. Curva NPSHr



Fuente: https://agasca.net/wp-content/uploads/2018/08/PDF_SistemasdeBombeo2.pdf

La pendiente de ambas curvas es negativa, lo que quiere decir que cuanto mayor sea la altura que el sistema exija, menor es el caudal que la bomba puede proporcionar. Si esa pendiente fuera positiva, es conveniente alejarse de la zona porque tendrá un comportamiento irregular.

7.4.2.5. Potencia hidráulica de la bomba

$$Pot_H = \rho g Q H$$

Ecuación 7.25

Y su rendimiento es:

$$\eta_B = \frac{\rho g Q H}{Pot_B}$$

Ecuación 7.26

El rendimiento será máximo en el punto de diseño de la bomba, disminuyendo tanto al aumentar como al disminuir el caudal. Esta potencia solo hace referencia a la bomba, y no cuenta con el motor.

En el caso de que la bomba esté accionada por un motor, la potencia se calcula teniendo en cuenta también el rendimiento del motor:

$$Pot_e = \frac{\rho g Q H}{\eta_B \cdot \eta_M}$$

Ecuación 7.27

7.4.3. Diseño de la bomba

7.4.3.1. Cálculo de la altura de la bomba

Para este caso de estudio ya se nos proporciona la altura hidráulica de la bomba. Este valor es de 30 m.c.a.

También se nos proporciona como dato las pérdidas de cargas desde el cabezal hasta el punto más desfavorable, siendo estas de 6 m.c.a.

En consecuencia, no sería necesario calcular la altura total, puesto que ya es proporcionada.

Como ejemplo práctico, se podría obtener el valor de las pérdidas de carga singulares a partir de los datos ya conocidos, y comparar el valor calculado con el proporcionado para verificar que no hay mucho error.

Aplicando la Ecuación 7.18, de Hazen-Williams:

$$h_{pl} = 10.67 \cdot (Q/C)^{1.852} \cdot \frac{L}{D^{4.87}}$$

Ecuación 7.28

Y conociendo los datos:

- Material: PVC, mediante la Tabla se tiene un valor de 150.
- Caudal: 12m³/h que corresponden a 0.0033 m³/s
- Diámetro: 0.070 m
- L: longitud de la tubería, 200m

Sustituyendo:

$$h_{pl} = 10.67 \cdot (0.0033/150)^{1.852} \cdot \frac{200}{0.07^{4.87}} = 2.127 \text{ m}$$

Ecuación 7.29

El dato proporcionado era de 6, mientras que las pérdidas de carga lineales son de 2.127 m. Este valor obtenido concuerda con el proporcionado por la empresa porque el resto de pérdidas corresponderán a las pérdidas de carga singulares.

Estas pérdidas singulares no se pueden determinar de forma experimental debido a que no se conocen las singularidades que presenta la tubería en su recorrido.

7.4.3.2. NPSH (Altura neta positiva de aspiración)

Se calculará a partir de la ecuación 7.23.

El embalse se encuentra al aire libre, por lo tanto, la presión en el depósito (PI) es la presión atmosférica. Para calcular la presión atmosférica se emplea la siguiente ecuación:

$$p(z) = p_0 e^{-\alpha z}$$

Ecuación 7.30

Con $\alpha = 1.19 \cdot 10^{-5} m^{-1}$

Calculando para una altura de unos 460m se tiene:

$$p(460) = 101325 e^{-(1.19 \cdot 10^{-5} \cdot 460)} = 100771.86 Pa = 1.0077 bar$$

Ecuación 7.31

Para obtener el valor de la presión de vapor se recurre a la siguiente tabla:

Tabla 7.10. Valores de la Pv en función de la temperatura

Temperatura (°C)	0	4	10	20	30	40	50	60	80	100
Tensión de vapor (mca)	0,06	0,08	0,12	0,24	0,43	0,75	1,26	2,03	4,83	10,33
Densidad (kg/m ³)	999,9	1.000	999,7	998,2	995,7	992,2	988,1	983,2	971,8	958,4

Fuente: <https://www.iagua.es/blogs/miguel-angel-monge-redondo/que-es-y-como-se-calcula-npsdisp-bomba-centrifuga>

Donde:

- 1 bar = 10 mca
- Se puede tomar el valor de la densidad del agua como un valor constante de 1000 kg/m³.

Si se coge una temperatura media de 20 grados, se tiene una Pv de 0.024 bar.

No se conocen los valores de la altura de aspiración ni tampoco las pérdidas en ese tramo. Como datos tenemos que hay 6 m desde la bomba hasta el cabezal y unas pérdidas de carga en todo el tramo de la tubería de 6 m también. Suponiendo que la altura será inferior a 6 m (unos 4 m) y que las pérdidas serán también inferiores (2 m), se puede estimar un valor orientativo:

$$NPSHd = 10^5 \cdot \frac{1.0077 - 0.024}{9.81 \cdot 1000} - 4 - 2 = 4.03 m$$

Ecuación 7.32

Por tanto, cualquier bomba con una NPSHr menor de 3.53 m (aproximadamente y como valor orientativo) es válida.

7.4.3.3. Potencia de la bomba

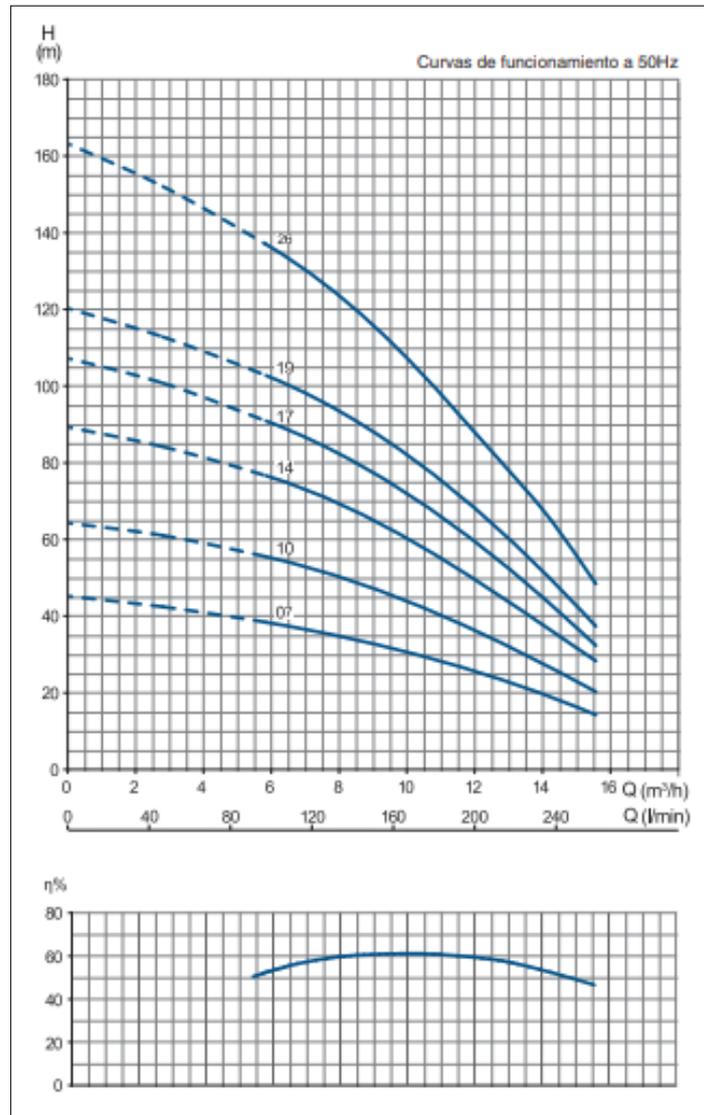
La potencia se puede calcular de forma teórica a partir de los datos que se tienen sobre caudal y altura de la bomba.

Se ha comentado en apartados anteriores como sería su cálculo teórico. Además, existen numerosos softwares en la web que, a partir de los datos de caudal y altura, te establecen una serie de bombas de su base de datos las cuales cumplen con los requisitos necesarios de diseño.

En este caso de estudio, la empresa ha sido la encargada de proporcionar la bomba, con su potencia, caudal y altura. Esto ha facilitado el buscar en un catálogo una moto-bomba que cumpliera con las especificaciones deseadas.

La bomba escogida es la DS4 12.

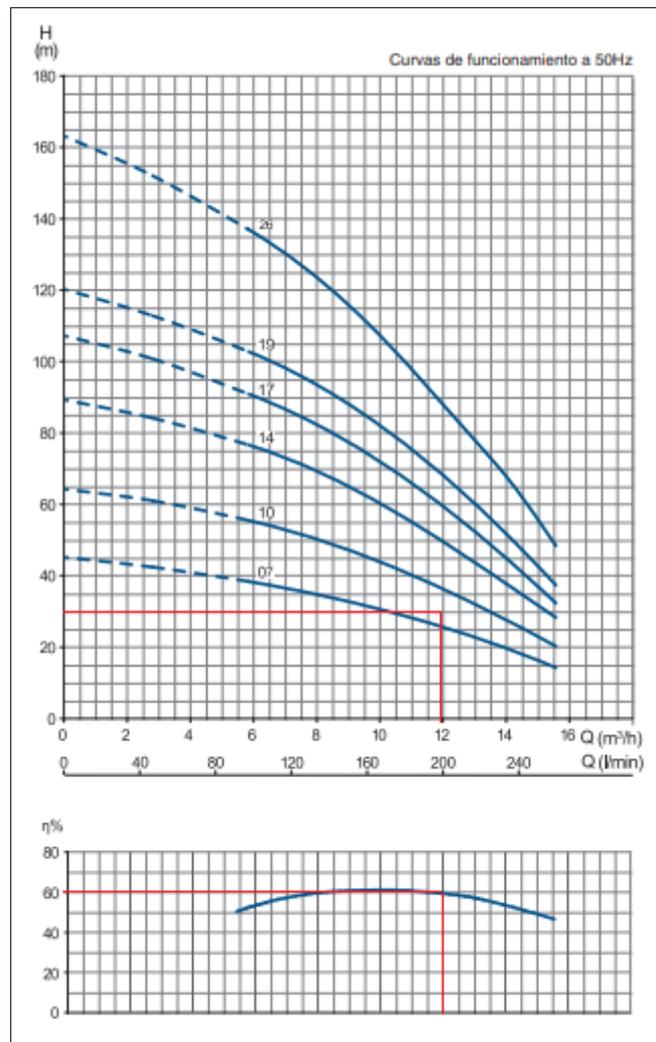
Figura 7.21. Curvas características de la bomba DS4 12



Fuente: <https://www.dibomur.com/upmedios/ckeditor/files/DS4.pdf>

Y si se representa en la figura las líneas correspondientes al caudal y a la altura se obtiene el siguiente punto:

Figura 7.22. Representación del punto de funcionamiento en la bomba DS4 12



Fuente: <https://www.dibomur.com/upmedios/ckeditor/files/DS4.pdf>

Se observa en la figura como el punto está situado entremedio de la DS4 12 10 y la DS4 12 07.

Finalmente se escoge la DS4 12 10, ya que es la recomendada por la empresa.

Tabla 7.11. Tabla de selección para las bombas del modelo DS4 12

Modelo	Etapas	P ₂		l/min m ³ /h	0	100	120	140	160	180	200	220	240	260
		Kw	Hp		0	6	7.2	8.4	9.6	10.8	12	13	14.4	15.6
DS4 12 07	7	1,5	2	mca	45	37	36	33	31	28	25	22	18	14
DS4 12 10	10	2.2	3		64	54	52	48	44	41	36	32	26	20
DS4 12 14	14	3	4		89	76	72	67	62	56	49	43	35	28
DS4 12 17	17	3,7	5		107	90	86	80	74	67	59	51	42	32
DS4 12 19	19	4	5,5		120	102	97	84	89	76	68	58	48	37
DS4 12 26	26	5,5	7,5		163	136	129	120	111	100	87	75	61	48

Fuente: <https://www.dibomur.com/upmedios/ckeditor/files/DS4.pdf>

Esta bomba presenta las siguientes características:

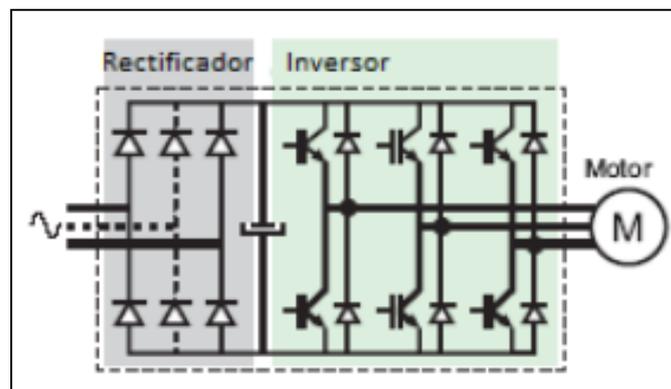
- Potencia: 2.2 kW
- Caudal: 12 m³/h
- Altura: 36 mca
- Etapas: 10

7.5. Cálculo del variador de frecuencia

Es un dispositivo electrónico que permite el control completo de motores eléctricos de inducción. Pueden ser de corriente continua (variador de tensión) o de corriente alterna (variador de frecuencia). También se les suele llamar inversores o variadores de velocidad [22].

El esquema de un variador es el siguiente:

Figura 7.23. Esquema de un variador de frecuencia



Fuente: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/90201/fichero/proyecto.pdf>

Como se observa en la figura, está compuesto de un rectificador y de un inversor.

- Rectificador:

Convierte la señal de tensión de CA a CD y controla el voltaje que llega al inversor. El más utilizado es el puente de diodos:

Figura 7.24. Tipos de rectificadores

Diodos	DC Chopper	Tiristores
Control: No Voltaje CD: Constante Rizo CD: Bajo V/Hz: Se ajusta en Inversor Inversor: PWM FPd: Alto para todas las velocidades Armónicas: Alto Regeneración: No	Control: SCR, GTO, Transistor Voltaje CD: Variable Rizo CD: Varía V/Hz: Rectificador-Inversor Inversor: 6 pasos FPd: Se reduce con la velocidad Armónicas: Alto Regeneración: No	Control: SCR Voltaje DC: Variable Rizo CD: Varía V/Hz: Rectificador-Inversor Inversor: 6 pasos, PWM FPd: Se reduce con la velocidad Armónicas: Alto Regeneración: Si

Fuente: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/90201/fichero/proyecto.pdf>

Entre rectificador e inversor se usa un bus de continua.

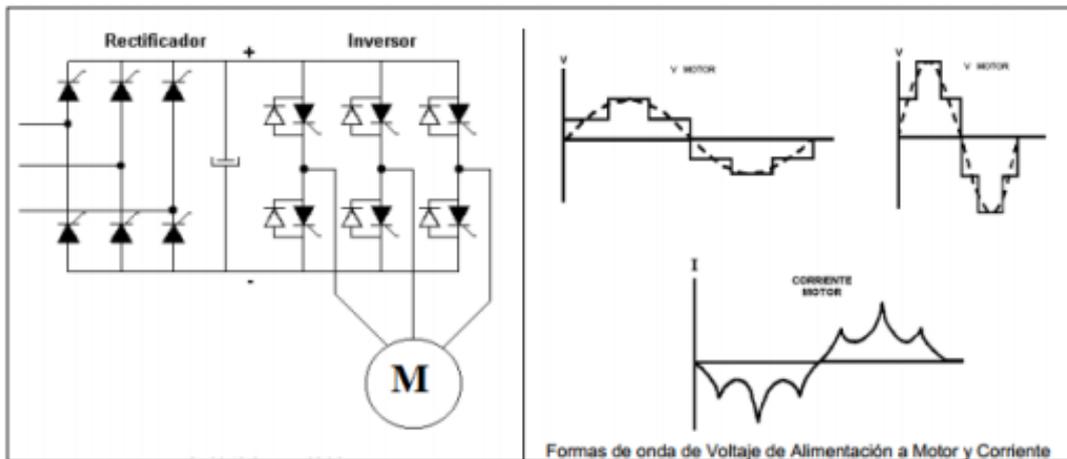
- Inversor

Transforma la tensión continua que recibe del bus en otra tensión y frecuencia variables. Los más usados son los siguientes dos:

- Inversor de seis pasos

Para variar la frecuencia de la señal de alimentación al motor se ajusta el tiempo de conducción de los SCR's para cada uno de los seis pasos, modificando el tiempo de ciclo.

Figura 7.25. Inversor de seis pasos



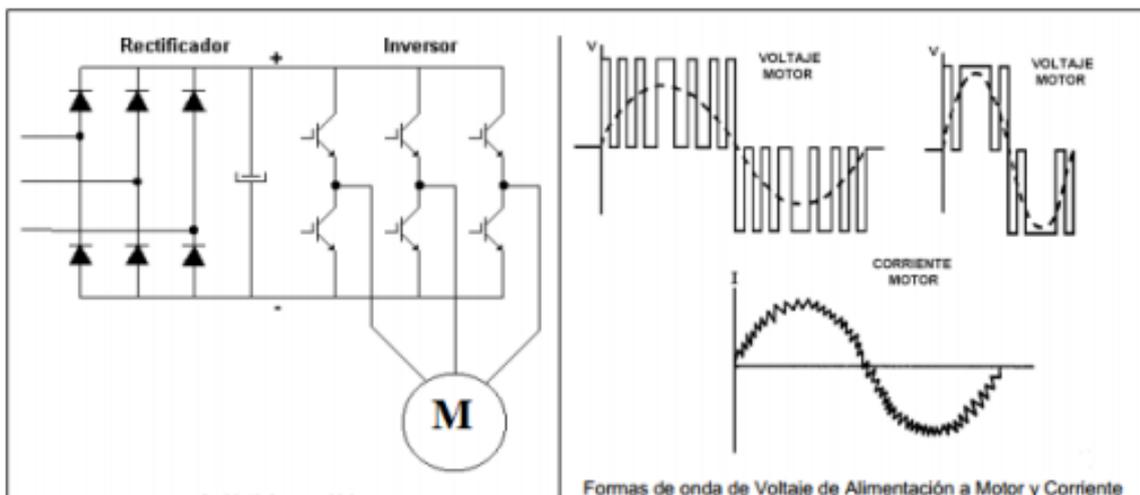
Fuente: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/90201/fichero/proyecto.pdf>

- Inversor PWM (Pulse With Modulation)

Formado por seis IGBT's que se encienden y apagan en una secuencia que producen un voltaje en forma de pulsos cuadrados. El valor medio de estos pulsos genera una onda sinodal de frecuencia y amplitud deseada.

Para variar la frecuencia, el nº de pulsos y su amplitud se ajustan resultando en un tiempo de ciclo mayor para bajar la velocidad o tiempo de ciclo menor para subir la velocidad. Para cada frecuencia específica hay un número óptimo de pulsos y anchos que producen la menor distorsión armónica en la corriente que se aproxime a la señal sinodal.

Figura 7.26. Inversor PWM



Fuente: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/90201/fichero/proyecto.pdf>

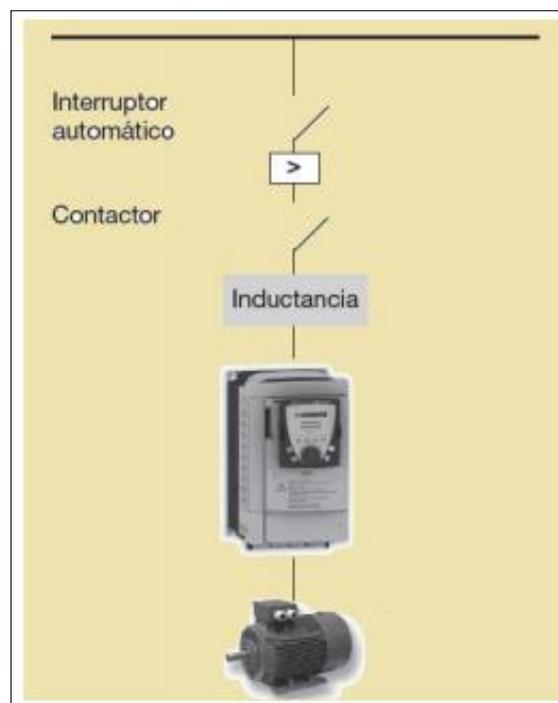
Para la elección de un modelo de variador hay que tener en cuenta ciertos factores:

- Características del motor: potencia, corriente, factor de potencia, velocidad máxima...
- Tipo de carga: par constante, variable...
- Par en el arranque: asegurar que no supera el permitido por el variador.
- Condiciones ambientales: temperatura, humedad, altura...
- Aplicación multimotor: prever protección térmica individual para cada motor.

Además, es recomendable incluir un circuito de protección. Este circuito consta de:

- Interruptor automático: se selecciona en función de la corriente nominal del variador si se tiene inductancia en línea, o por la corriente de línea si no se tiene.
- Contactor de línea: garantiza un seccionamiento automático del circuito en caso de una emergencia o en paradas por fallos.
- Inductancia de línea: protección sobre las sobretensiones de red y reducen los armónicos de corriente producidos por el variador.
- Filtro de radio perturbaciones: limitan la propagación de parásitos que generan los variadores por conducción.

Figura 7.27. Esquema de una instalación de un variador de frecuencia



Fuente: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/90201/fichero/proyecto.pdf>

7.5.1. Selección del variador de frecuencia para este caso práctico

Para este caso, el variador debe trabajar para conseguir una tensión de Vac. Existen distintos tipos en función de la tensión a la que trabaje la bomba. Se quiere que trabaje a 400Vac, por lo tanto, se debe seleccionar un variador que trabaje en ese rango.

El objetivo es que suministre la suficiente frecuencia a la bomba para que esta no baje de los 30 Hz, puesto que si una bomba sumergible baja de esa frecuencia de funcionamiento sufrirá daños en sus componentes.

La tensión alterna del variador se relaciona con la continua mediante la siguiente fórmula:

$$V_{AC,max} \approx 1.1 \frac{V_{DC}}{\sqrt{2}}$$

Ecuación 7.33

El rango de tensión de salida del variador lleva parejo un rango de tensión en el bus intermedio DC. Se tiene que respetar el Voc máximo de la rama, con el fin de no sobrepasar la máxima tensión de bus DC del variador.

Tabla 7.12. Relación entre la sección de tensión de funcionamiento de variador y bomba, con el campo generador.

Variador	Bomba	Voc,max	Potencia típica de rama
200-240 Vac	230 Vac	400 V	2.4 kWp
380-480 Vac	400 Vac	800 V	4.8 kWp
525-600 Vac	575 Vac	1000 V	6 kWp

Fuente: BOMBEO SOLAR CON VARIADORES DE FRECUENCIA PARA APLICACIONES DE REGADÍO

Se ha escogido el variador de la marca ATERSA. De los ofertados se seleccionará el modelo que trabaje a 400Vac y tenga 2,2 kW de potencia.

El modelo escogido es el FRN0006E2E-4. En las Figuras 7.28 y 7.29 se muestran las características técnicas:

Figura 7.28. Características generales del variador

Especificaciones generales	Motor 400 V	Motor 200 V
Voltaje máximo de entrada (Voc)	800 VCC	360 VCC
Voltaje mínimo de entrada (VMPP)	400 VCC	180 VCC
Voltaje recomendado CC	550 – 620 VCC	280 – 330 VCC
Voltaje nominal de entrada CA	Trifásico 380 - 480 VCA; 50/60 Hz	Trifásico 200 - 240 VCA; 50/60 Hz
Voltaje nominal de salida CA	Trifásico 400 VCA	Trifásico 200 VCA
Frecuencia de salida	0 – 400 Hz	
Eficiencia (variador de frecuencia)	97 – 98 %	
Rango temperatura ambiente	-10 a 50 ° C	
Ventilación	Natural / Mediante ventilador interno	
Potencia de entrada recomendada	1.2 veces la capacidad de la bomba (mínimo)	
Garantía	3 años	
Filtro CEM* / Salida motor	Incorporado / Opcional (a partir de distancias superiores a 50 m)	

* Para mayor información sobre los filtros CEM (CA / CC), contacte con Fuji Electric.

Fuente: ATERSA

Figura 7.29. Modelo de variador escogido

Motor [kW]	Rango [400 V - 3ph]		Rango [200 V - 3ph]		Rango [200 V - 1ph]		Dimensiones (mm)		
HND	Modelo	I. Nom. [A]	Modelo	I. Nom. [A]	Modelo	I. Nom. [A]	W	H	D
0.4			FRN0002E2S-2*	2	FRN0003E2S-7	3	68	127	85*/107
0.75	FRN0002E2E-4**	1.8	FRN0004E2E-2*	3.5	FRN0005E2E-7	5	110/68*	130/127*	162**/127*/129
1.1	FRN0004E2E-4**	3.4	FRN0006E2E-2	6			110**/68	130**/127	186**/152
1.5					FRN0008E2E-7	8	140	130	199
2.2	FRN0006E2E-4	5	FRN0010E2E-2	9.6	FRN0011E2E-7	11	140	130	199
3.0	FRN0007E2E-4	6.3	FRN0012E2E-2	12			140	130	199
4	FRN0012E2E-4	11.1	FRN0020E2E-2	19.6			140	130	199
5.5	FRN0012E2E-4	11.1	FRN0020E2E-2	19.6			140	130	199
7.5	FRN0022E2E-4	17.5	FRN0030E2E-2	30			181.5	285	208
11	FRN0029E2E-4	23	FRN0040E2E-2	40			181.5	285	208
15	FRN0037E2E-4	31	FRN0056E2E-2	56			220	332	245
18.5	FRN0044E2E-4	38	FRN0069E2E-2	69			220	332	245
22	FRN0059E2E-4	45	FRN0088E2E-2	88			250	400	195
30	FRN0072E2E-4	60	FRN0115E2E-2	115			250	400	195
37	FRN0085E2E-4	75					326.2	550	261
45	FRN0105E2E-4	91					326.2	550	261
55	FRN0139E2E-4	112					361.2	615	276
75	FRN0168E2E-4	150					361.2	675	276
90	FRN0203E2E-4	176					361.2	740	276
110	FRN0240E2E-4	210					536.4	740	321
132	FRN0290E2E-4	253					536.4	740	321
160	FRN0361E2E-4	304					536.4	1000	366
200	FRN0415E2E-4	377					536.4	1000	366
220	FRN0520E2E-4	415					686.4	1000	366
280	FRN0590E2E-4	520					686.4	1000	366

Fuente: ATERSA

Se selecciona el variador que trabaje a 2.2 Kw, y de ese modelo el que opere a 400 V.

Este variador de frecuencia se encuentra a 30 metros de distancia de la bomba, y a unos 15 metros de distancia de las placas fotovoltaicas.

7.6. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico se utiliza para obtener electricidad a partir de células fotovoltaicas, que son las encargadas de obtener la potencia de generación deseada. La asociación de células se materializa en forma de módulo fotovoltaico cuya configuración de células puede ser en serie o en paralelo. Los módulos también se pueden agrupar en serie y paralelo hasta obtener la potencia deseada [23].

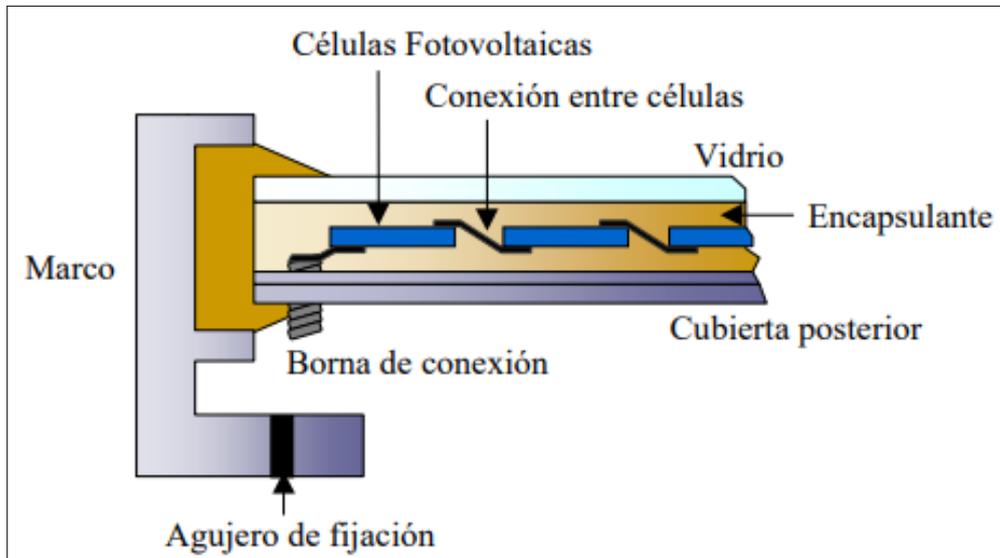
- Estructura de un módulo fotovoltaico

De forma general, un módulo fotovoltaico presenta los siguientes elementos:

- Cubierta frontal: tiene una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que pueden ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica y una baja reflexión para aprovechar al máximo la energía solar.

- Encapsulante: da adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. El más utilizado es el EVA.
- Cubierta posterior: debe ser impermeable y con baja resistencia térmica.
- Células solares y sus conectores: las cintas de interconexión suelen ser de aluminio o acero inoxidable.

Figura 7.30. Sección transversal de un módulo fotovoltaico

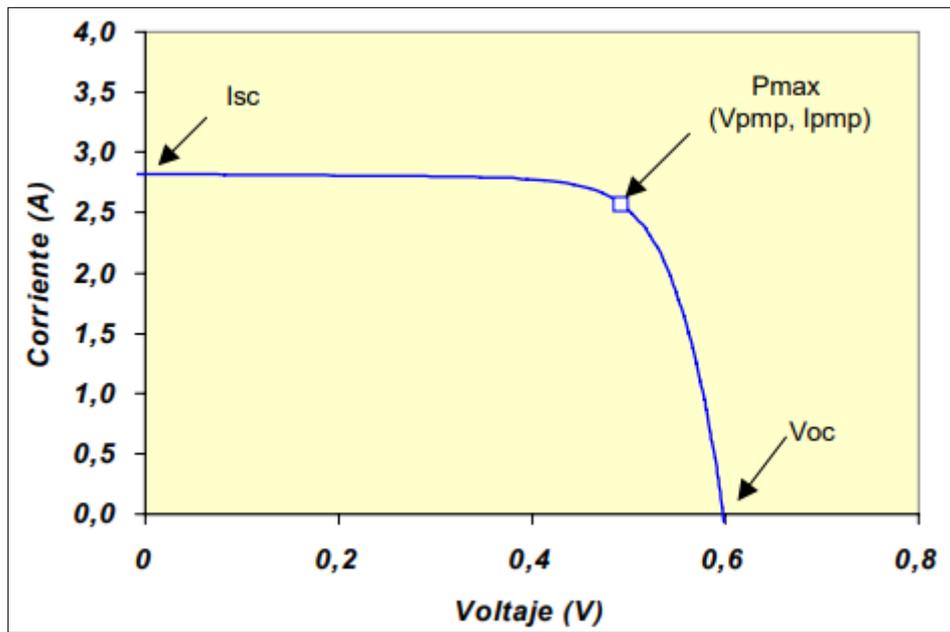


Fuente: <https://www.eoi.es/es/file/18642/download?token=ZAMAIUym>

- Curva característica del módulo fotovoltaico:

La curva característica de un módulo fotovoltaico representa las posibles combinaciones de corriente-voltaje para un determinado dispositivo fotovoltaico en unas determinadas condiciones. El punto de corriente y voltaje en el que el dispositivo trabajará estará determinado por la carga a la que esté conectado.

Figura 7.31. Curva característica de una célula fotovoltaica



Fuente: <https://www.eoi.es/es/file/18642/download?token=ZAMAIUym>

Esta curva presenta unos parámetros característicos:

- Corriente de cortocircuito (I_{cc}/I_{sc}): es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una tensión nula.
- Voltaje de circuito abierto (V_{ca}/V_{oc}): máximo voltaje bajo unas determinadas condiciones de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente nula.
- Potencia máxima ($P_{máx}$): máxima potencia que producirá el equipo, siendo la potencia el producto de la tensión por la corriente.
- Tensión máxima ($V_{máx}$): máxima tensión que puede ceder el módulo conectado a una carga por la que circula corriente.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pmp}): valor de la corriente para $P_{máx}$ en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{pmp}): tensión de trabajo del módulo para $P_{máx}$.
- Factor de llenado (FF): valor del cociente entre P_{max} y el producto de tensión por intensidad. Se puede expresar en tanto por ciento o en tanto por uno. Nos da una idea de la calidad del dispositivo.

Factores

- Factor de irradiación (FI): % de radiación incidente para un generador con una orientación e inclinación dadas con respecto a una orientación e inclinación óptimas. Las pérdidas por irradiación se expresan como:

$$(1 - FI)$$

Ecuación 7.34

- Factor de sombreado (FS): % de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia de sombras. Las pérdidas por sombreado se expresan como:

$$(1 - FS)$$

Ecuación 7.35

- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio” (PR): eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo. Se expresa como:

$$PR = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}}$$

Ecuación 7.36

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

P_{mp} =Potencia pico del generador (kWp)

E_D = Consumo expresado en kWh/día

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia debido a:

- Temperatura
- Cableado
- Dispersión y suciedad
- Errores en el seguimiento de máxima potencia
- Eficiencia energética de otros elementos (regulador, batería)
- Eficiencia del inversor
- Otros

Para sistemas con inversor los valores típicos del PR son de 0.7, aproximadamente. Si la instalación cuenta con inversor y batería, el valor cambia a 0.6. Si se utilizase otro valor de PR, deberá justificarse desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su cálculo.

7.6.1. Cálculo del número de paneles

El número de módulos en serie se calcula en función de la tensión del variador de frecuencia:

$$N_{mód} = \frac{V_{variador}}{V_{módulo}}$$

Ecuación 7.37

La potencia que generan se calcula por la ecuación 7.38:

$$P_{mód} = N_{mód} \cdot P_{máx.mód},$$

Ecuación 7.38

La potencia que generen los módulos fotovoltaicos debe superar la potencia que se quiere demandar. Si no supera este valor, se deberá introducir un módulo más para que cumpla la condición

$$N_{par} = \frac{P_{máx.generator}}{P_{serie}}$$

Una vez calculado el número de módulos, se comprueba que las tensiones e intensidades de los módulos no superan a las del variador:

Tensión nominal:

$$V_{serie,pmp} = N_{serie} \cdot V_{mód,pmp}$$

Ecuación 7.39

Tensión máxima:

$$V_{serie,oc} = N_{serie} \cdot V_{mód,oc}$$

Ecuación 7.40

Intensidad de una serie:

$$I_{serie,pmp} = I_{mód,pmp}$$

Ecuación 7.41

$$I_{serie,cc} = I_{mód,cc}$$

Ecuación 7.42

7.6.2. Selección del módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico ha sido proporcionado por la empresa. Se trata de módulos del fabricante CanadianSolar y el modelo es el MAXPOWER CS6U-315/320/325/330P. Este fabricante fabrica módulos con muy buenas características, tales como una alta eficiencia (16.97%) y una garantía de funcionamiento de 25 años, así como una de mano de obra y materiales de 10 años.

Figura 7.32. Características eléctricas bajo condiciones de prueba

DADOS ELÉTRICOS STC*				
CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional opt. (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Corrente operacional opt. (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Tensão circuito aberto (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Corrente curto-circuito (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Eficiência do módulo	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Temperatura operacional	-40°C ~ +85°C			
Tensão do sistema máx.	1000 V (IEC) ou 1000 V (UL)			
Proteção contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Class. máx. fusíveis em série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

* Sob Condições de Teste Padrão (STC) de irradiação de 1000 W/m², espectro AM de 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

Fuente: CanadianSolar

Figura 7.33. Características mecánicas

DADOS MECÂNICOS	
Especificação	Dados
Tipo célula	Policristalina, 6 polegadas
Configuração cél.	72 (6×12)
Dimensões	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Peso	22.4 kg (49.4 lbs)
Vidro dianteiro	Vidro temperado de 3.2 mm
Material do marco	Alumínio anodizado
J-Box	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Conectores	T4 series ou PV2 series
Por Pallet	26 peças, 635 kg (1400 lbs)
Por Container (40' HQ)	624 peças

Fuente: CanadianSolar

Figura 7.34. Características eléctricas bajo condiciones de operación

DADOS ELÉTRICOS NOCT*				
CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (Pmax)	231 W	235 W	239 W	242 W
Tensão operacional opt. (Vmp)	33.7 V	33.9 V	34.0 V	34.2 V
Corrente operacional opt. (Imp)	6.87 A	6.94 A	7.01 A	7.08 A
Tensão circuito aberto (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.5 V
Corrente curto-circuito (Isc)	7.41 A	7.48 A	7.54 A	7.63 A

Fuente: CanadianSolar

Tabla 7.13. Características de operación

Temperatura de célula (°C)	20
Radiación (W/m2)	800
Espectro	AM 1.5
Viento (m/s)	1

Fuente: CanadianSolar y elaboración propia

Para este caso de estudio, la empresa ha facilitado el valor de la potencia que deben generar los paneles solares. De esta manera no será necesario tener en cuenta rendimientos en la instalación y tampoco se tiene que calcular el PR, puesto que ya se sobreentiende que va incluido en el valor proporcionado.

En consecuencia, los paneles deben generar una potencia de 3850W. Además, se expuso que la tensión a la que iba a trabajar el variador era de 550 Vac.

En la hoja del fabricante hay 4 modelos. Se deberá seleccionar el modelo que cumpla tanto con la potencia como con la tensión del variador y que consiga esos valores con el menor número de paneles.

Tabla 7.14. Cálculo del modelo más óptimo I

Modelo	Potencia (W)	Tensión (V)	Potencia a cumplir (W)	Tensión a cumplir (V)	Nº módulos que cumplan la P		Tensión
315 P	315	36,6	3850	550	12,22	13	475,8
320 P	320	36,8	3850	550	12,03	13	478,4
325 P	325	37	3850	550	11,85	12	444
330 P	330	37,2	3850	550	11,67	12	446,4

Fuente: elaboración propia

Para el cálculo de la potencia de los módulos se ha aplicado la Ecuación 7.37. se observa que la tensión es más restrictiva, puesto que ningún modelo con ese número de paneles supera la tensión de operación del variador. Se calculará primero el número de módulos que cumplan la tensión y luego se comprobará que cumplen con la potencia

Tabla 7.15. Cálculo del modelo más óptimo II

Modelo	Potencia (W)	Tensión (V)	Nº módulos que cumplan la V		Potencia
315 P	315	36,6	15,03	15	4725
320 P	320	36,8	14,95	15	4800
325 P	325	37	14,86	15	4875
330 P	330	37,2	14,78	15	4950

Fuente: elaboración propia

Se observa que en los 4 casos el número de módulos que hay que colocar es de 15. Se seleccionará el modelo 315 P porque económicamente es el más viable.

La potencia que generan será:

$$P_{mód} = N_{mód} \cdot P_{máx.mód}, = 15 \cdot 315 = 4725 W$$

Ecuación 7.43

Una vez calculado el número de módulos, se comprueba que las tensiones e intensidades de los módulos no superan a las del variador:

Tensión nominal:

$$V_{serie,pmp} = N_{serie} \cdot V_{mód,pmp} = 15 \cdot 36.6 = 549 V$$

Ecuación 7.44

Tensión máxima:

$$V_{serie,oc} = N_{serie} \cdot V_{mód,oc} = 15 \cdot 45.1 = 676.5V$$

Ecuación 7.45

Intensidad de una serie:

$$I_{serie,pmp} = I_{mód,pmp} = 8.61 A$$

Ecuación 7.46

$$I_{serie,cc} = I_{mód,cc} = 9.18 A$$

Ecuación 7.47

7.6.3. Distancia entre filas de paneles para evitar el sombreado

Para la correcta disposición de los paneles hay que dejar una mínima distancia entre ellos para evitar que se produzca un sombreado [24].

En verano es más difícil que se produzca sombreado, puesto que el recorrido que realiza el sol es más vertical. Sin embargo, en invierno, el sol está más inclinado y es más susceptible que un obstáculo genere una sombra.

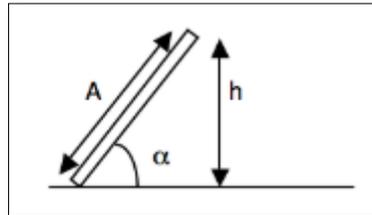
El efecto de la sombra se relaciona con la distancia “d”, marcada por la latitud de la ubicación. Esta distancia deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol al mediodía en el entorno más desfavorable, el solsticio de invierno.

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = k \cdot h$$

El valor del coeficiente “k” varía en función de la latitud.

La altura h de los módulos se obtiene a partir de su geometría y de la Figura 7.35:

Figura 7.35. Cálculo de la altura del obstáculo h



Fuente: www.tecnosolab.com

Donde, aplicando Pitágoras se tiene:

$$h = A \cdot \text{sen} \alpha$$

Ecuación 7.48

En la Tabla 7.16 se encuentran recogidos los datos para efectuar el cálculo de la distancia:

Tabla 7.16. Datos para el cálculo de la distancia entre módulos

Latitud (°)	Inclinación (°)	Longitud A del módulo (m)
37.42	37.42	1.96

Fuente: elaboración propia

$$h = 196 \cdot \text{sen}(37.42) = 1.191 \text{ m}$$

Ecuación 7.49

$$k = \frac{1}{\tan(61 - 37.42)} = 2.291$$

Ecuación 7.50

Tabla 7.17. Valores de h y k para el cálculo de la distancia entre módulos

Altura h (m)	k
1.191	2.291

Fuente: elaboración propia

$$d = 1.191 \cdot 2.291 = 2.729 \text{ m}$$

Ecuación 7.51

7.7. Cálculo de la sección del conductor

Para el dimensionado de la sección del conductor de los tramos, se comenzará estableciendo el número de tramos que se tienen.

1º Tramo: desde el punto de salida de las placas fotovoltaicas hasta el variador de frecuencia.

Este primer tramo estará formado por un tubo de PVC desde la salida de las placas hasta llegar al variador de frecuencia. Su longitud es de 15 metros.

2º Tramo: desde el variador de frecuencia hasta la bomba.

Este segundo tramo también estará formado por tubo de PVC. La longitud de este tramo es de 30 metros.

7.7.1. Criterio de calentamiento

En este criterio, la temperatura del conductor a plena carga no deberá superar la temperatura máxima admisible asignada [25].

Para obtener el valor de la intensidad de diseño la UNE20640-5-523 y la ITC-BT-19 establece la siguiente fórmula:

$$I'_b = \frac{I_b}{F_{local} \cdot F_{temp} \cdot F_{agrup} \cdot F_{armón}}$$

Ecuación 7.52

En función de si se trata de una red subterránea o de una red aérea esta ecuación se modifica:

Red Aérea:

$$I'_b = \frac{I_b}{F_{exp.sol} \cdot F_{temp} \cdot F_{agrup}}$$

Ecuación 7.53

Red subterránea:

$$I'_b = \frac{I_b}{F_{profund} \cdot F_{resist} \cdot F_{temp} \cdot F_{agrup} \cdot F_{canaliz}}$$

Ecuación 7.54

La intensidad de diseño es la intensidad máxima de cortocircuito de las placas fotovoltaicas. Todos los factores antes mencionados se van a establecer con valor unitario puesto que se van a tener condiciones estándar.

Para el caso de una red aérea

- Flocal:

Se distinguen entre locales con riesgo de incendio y locales sin riesgo de incendio.

Para este caso, el local será sin riesgo de incendio y el valor del factor es de 1.

- Ftemp:

Para una red aérea el factor de corrección por temperatura se obtiene de la siguiente Tabla:

Tabla 7.18. Factor de corrección por temperatura

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ _a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78



Fuente: Electrotecnia Industrial

Se supondrá un factor de temperatura de 1.

- Fagrup:

Para este factor habría que conocer primero el tipo de método de la instalación. Como en este caso solo va a discurrir un circuito por la línea, el factor de agrupamiento será de 1.

Para el caso de una red subterránea:

- Ftemp:

Tabla 7.19. Factor de corrección por temperatura

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t _a) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,89	0,83	0,79	0,74	0,68	0,63	0,55	0,48	0,40



Fuente: Electrotecnia Industrial

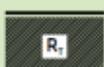
En este caso también se supondrá un factor de 1.

- Fresist:

En función de la resistividad del terreno, se considerará un valor para su factor:

Tabla 7.20. Factor de corrección por resistividad

RESISTIVIDAD TÉRMICA K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Cables en conductos enterrados (D1)	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Cables enterrados directamente (D2)	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90



Fuente: Electrotecnia Industrial

- Fagrup

Al igual que para una red aérea, el factor de agrupamiento se calcula en función del método que tenga la línea. Se considerará el valor de 1.

Intensidad máxima admisible

Para obtener el valor de la intensidad de diseño admisible, se deberá multiplicar la intensidad de cortocircuito de un panel solar por un factor de mayoración. Ese factor es la consecuencia de tener un motor (en el tramo 2), y se le aplicará un factor de corrección por arranque; y otro factor de mayoración (tramo 1) que también tiene el valor de 1.25

En consecuencia, el valor de la intensidad máxima admisible será el valor de la intensidad de cortocircuito de un panel solar multiplicado por un factor de mayoración, equivalente al 125% del valor de esa intensidad de cortocircuito, aplicado en ambos tramos:

$$I_{m\acute{a}x,adm} = 1.25 \cdot I_{SC}$$

Ecuación 7.55

- 1° Tramo

La intensidad que circula por el cable es la de cortocircuito de la placa solar, 9.26 A.

$$I_{m\acute{a}x,adm} = 1.25 \cdot 9.18 = 11.475 A$$

Ecuación 7.56

- 2º Tramo

En este tramo, la intensidad máxima que circulará por el cable se calculará con la potencia de la bomba

$$I_{m\acute{a}x,adm} = \frac{2200 \cdot 1.25}{\sqrt{3} \cdot 400} = 3.97 A$$

Ecuación 7.57

La norma HD 60364-5-52 recoge la siguiente tabla, donde en función del método de instalación, el tipo de aislante, el número de cables y el valor de la intensidad máxima admisible establece un valor de la sección mínima del cable, ya sea de cobre o aluminio:

Tabla 7.21. Sección del conductor en función de la intensidad admisible para cables aéreos

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
	PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)		PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)				
A1	VER SIGUIENTE TABLA																		
A2	VER SIGUIENTE TABLA																		
B1	VER SIGUIENTE TABLA																		
B2	VER SIGUIENTE TABLA																		
C	VER SIGUIENTE TABLA																		
D1/D2*	VER SIGUIENTE TABLA																		
E	VER SIGUIENTE TABLA																		
F	VER SIGUIENTE TABLA																		
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	30	32	34	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713
Aluminio	2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	21	23	25		
	4	15	16	17	19	20	21	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34		
	6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	
	10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	
	16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	82
	25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
	35				74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
	50				90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
	70				115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
	95				140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
	120				161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
	150				187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	
185				212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406		
240				248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482		
300				285			313			331			366			429	462	494	558

Fuente: Electrotecnia Industria

Para las redes de distribución subterráneas se contempla otra tabla:

Tabla 7.22. Valor de la sección mínima para una instalación subterránea

*Métodos D1/D2	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
Aluminio	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Fuente: Electrotecnia Industrial

Para esta instalación, ambos tramos presentan una distribución de red subterránea, donde el conductor es de cobre y el aislamiento es de PVC.

- 1º Tramo

Este tramo discurre desde las placas al variador. Se trata de corriente continua por lo que el número de cables es de dos. Observando la primera columna de la tabla se obtiene el valor de la sección:

Tabla 7.23. Valor de la sección del conductor para el 1º Tramo

*Métodos D1/D2	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
Aluminio	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Fuente: Electrotecnia Industrial

El primer valor obtenido es de 1.5 mm² con una intensidad máxima de 20 A

Para verificar en primera instancia que esta sección cumple, se debe comprobar el criterio de sobrecarga:

$$I \leq I_n \leq I_z$$

Ecuación 7.58

El valor de la intensidad nominal tiene un valor normalizado. La siguiente figura recoge esos valores normalizados:

Figura 7.36. Valores normalizados de la intensidad nominal

La corriente asignada del cartucho fusible debería elegirse entre los siguiente valores: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250
 Fuente: UNE EN 60269-1:2007

Fuente: Electrotecnia Industrial

Se tiene un valor de intensidad admisible de 11.575 A. el valor de la intensidad nominal será el siguiente superior al admisible normalizado. Para este caso, el valor es de 12 A.

El valor de I_z es el de la tabla puesto que los factores de corrección tienen como valor la unidad. Por lo tanto:

- $I = 11.475 \text{ A}$
- $I_n = 12 \text{ A}$
- $I_z = 20 \text{ A}$

$$11.475 \text{ A} \leq 12 \text{ A} \leq 20 \text{ A}$$

Ecuación 7.59

Para este valor de sección, cumple con el criterio de sobrecarga y por lo tanto, esta solución es válida.

Solución: 2x1.5mm²

- 2º Tramo

En este segundo tramo, la corriente circulará desde el variador hasta la bomba. Se trata pues de corriente trifásica. Con el valor obtenido de la intensidad admisible (23.15 A) se obtendrá el valor de la sección del conductor:

Tabla 7.24. Valor de la sección del conductor para el 2º Tramo

*Métodos D1/D2	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Fuente: Electrotecnia Industrial

El primer valor obtenido es de 4 mm² con un valor de intensidad máxima de 29 A.

Se comprueba el criterio de sobrecarga:

$$I \leq I_n \leq I_z$$

Ecuación 7.60

Figura 7.37. Valores normalizados de la intensidad nominal

La corriente asignada del cartucho fusible debería elegirse entre los siguiente valores: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250
Fuente: UNE EN 60269-1:2007

Fuente: Electrotecnia Industrial

Se tiene un valor de intensidad admisible de 23.15 A. el valor de la intensidad nominal será el siguiente superior al admisible normalizado. Para este caso, el valor es de 25 A.

El valor de I_z es el de la tabla puesto que los factores de corrección tienen como valor la unidad. Por lo tanto:

- $I = 3.97 \text{ A}$
- $I_n = 4 \text{ A}$
- $I_z = 17 \text{ A}$

$$3.97 \text{ A} \leq 4 \text{ A} \leq 17 \text{ A}$$

Ecuación 7.61

Para este valor de sección, cumple con el criterio de sobrecarga y por lo tanto, esta solución es válida.

Solución: $3 \times 1.5 \text{ mm}^2$

7.7.2. Criterio de caída de tensión

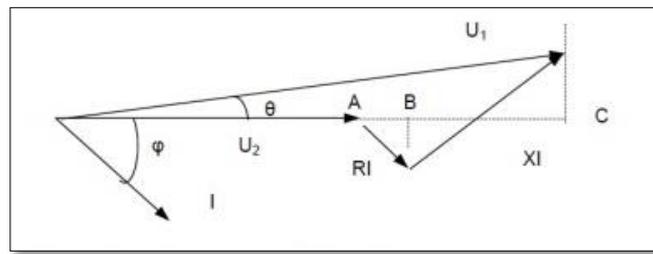
Para este criterio se deberá calcular la sección mínima del conductor que verifique que la caída de tensión que presente no sea superior a un cierto porcentaje de la tensión de la rama.

Se expondrán los cálculos teóricos de cómo se obtendría la sección a partir de la caída de tensión.

Para este caso, como se ha obtenido un valor de sección para cada tramo a partir del criterio de calentamiento, se verificará que para esa sección obtenida cumple también con el criterio de caída de tensión. Si no cumple con este criterio, significará que es más restrictivo que el del calentamiento, y, por lo tanto, se calculará la sección mínima que sí cumpla con el criterio de caída de tensión, sabiendo ya que cumplirá con el del calentamiento.

1. Cálculo de la caída de tensión

Figura 7.38. Representación de la caída de tensión



Fuente: Electrotecnia Industrial

Trifásico:

$$\Delta U_{III} = (R + X \tan \varphi) (P / U_{u1})$$

Ecuación 7.62

Monofásico:

$$\Delta U_I = 2(R + X \tan \varphi) (P / U_{u1})$$

Ecuación 7.63

Donde:

- ΔU_{III} : caída de tensión de línea en trifásico en voltios
- ΔU_I caída de tensión en monofásico en voltios
- R: resistencia de la línea en Ω
- X: reactancia de la línea en Ω
- P: potencia en vatios transportada por la línea
- U_{u1} : tensión de la línea según sea trifásica o monofásica (400V en trifásico, 230V en monofásico)
- $\tan \varphi$: tangente del ángulo correspondiente al factor de potencia de la carga

Para obtener el valor de la reactancia inductiva se recurre a la siguiente tabla donde en función de la sección del cable el valor de X toma distintos valores.

Tabla 7.25. Valor de la reactancia en función de la sección del cable

Sección	Reactancia inductiva (X)
$S \leq 120 \text{ mm}^2$	$X \approx 0$
$S \leq 150 \text{ mm}^2$	$X \approx 0.15 R$
$S \leq 185 \text{ mm}^2$	$X \approx 0.20 R$
$S \leq 240 \text{ mm}^2$	$X \approx 0.25 R$
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	$X \approx 0.30 R$

Fuente: Guía técnica de Aplicación Cálculo de las Caídas de Tensión (Guía BT Anexo 2, septiembre 20 Ministerio de Ciencia y Tecnología)

Para nuestro caso, como la sección es muy pequeña no será necesario aplicar estas correlaciones.

Si se quiere calcular el valor de la sección mínima por este criterio se tiene la siguiente ecuación:

Trifásico

$$S = \frac{c\rho_{\theta}PL}{\Delta U_{III}U_1}$$

Ecuación 7.64

Monofásico

$$S = \frac{2c\rho_{\theta}PL}{\Delta U_I U_1}$$

Ecuación 7.65

Donde:

- L: es la longitud de la línea en metros
- c: es un factor de proporcionalidad
- ρ_{θ} : es la resistividad

Este valor de resistividad varía en función del tipo de aislamiento.

Tabla 7.26. Valores de resistividad en función del aislamiento

Material	$\rho_{20} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\rho_{70} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\rho_{90} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\alpha (^\circ\text{C}^{-1})$
Cobre	0,018	0,021	0,023	0,00392
Aluminio	0,029	0,033	0,036	0,00403
Almelec (Al-Mg-Si)	0,032	0,038	0,041	0,00360

*Fuente: Guía Técnica de Aplicación Cálculo de las Caídas de Tensión (Guía BT-Anexo 2, Septiembre 2003),
Ministerio de Ciencia y Tecnología*

2. Verificación

El valor de pérdidas de tensión debe estar por debajo de unos límites. Estos límites varían en función de varios casos. En la Guías IDAE, apartado 5.5.2 se tiene que:

“Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %”.

Y en la ITC-BT-40 se corrigió ese valor del 2%, de tal forma que:

“Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%”.

Para ver si cumple con el criterio de caída de tensión se aplicarán estas últimas ecuaciones despejando el incremento de tensión. Si el valor está por debajo del límite de pérdidas permitido, cumplirá con este criterio.

- 1º Tramo

Tabla 7.27. Principales datos característicos del 1º Tramo

Tramo	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tensión (V)	Potencia (W)	ρ_g
1º	15	1.5	549	4725	0.021

Fuente: elaboración propia

En este tramo la tensión es continua e igual a la del generador. La caída de tensión será:

$$\Delta U_I = \frac{2c\rho_g PL}{SU_1} = \frac{2 \cdot 0.021 \cdot 4725 \cdot 15}{1.5 \cdot 549} = 3.615 V$$

Ecuación 7.66

Tabla 7.28. Valores obtenidos de caída de tensión

ΔU (V)	ΔU (%)
3.652	0.66

Fuente: elaboración propia

El valor obtenido es inferior al 1.5% que supondría una instalación de fuerza en una instalación sin entro de transformación.

- 2º Tramo

Tabla 7.29. Principales datos característicos del 2º Tramo

Tramo	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tensión (V)	Potencia (W)	ρ_g
2º	30	1.5	400	4725	0.021

Fuente: elaboración propia

En este tramo la tensión es trifásica alterna, siendo su valor 400 V. El valor de la caída de tensión es:

$$\Delta U_I = \frac{c \rho_g PL}{SU_1} = \frac{0.021 \cdot 4725 \cdot 30}{1.5 \cdot 400} = 4.96 \text{ V}$$

Ecuación 7.67

Tabla 7.30. Valores obtenidos de caída de tensión

ΔU (V)	ΔU (%)
4.96	1.24

Fuente: elaboración propia

El valor obtenido es inferior al 5% que supondría una instalación de fuerza en una instalación sin centro de transformación.

Los valores obtenidos de la caída de tensión para ambos tramos son inferiores al mínimo establecido y, por lo tanto, cumplen con el criterio de caída de tensión con la sección calculada a partir del criterio de calentamiento.

7.8. Cálculo de los elementos de protección

7.8.1. Interruptor automático

Como elemento de protección se instalará un interruptor automático que proteja los dos tramos. Para su correcto dimensionado, deberá cumplir el criterio de sobrecargas y el criterio de cortocircuitos [26].

Criterio de protección ante sobrecargas

Se trata de la protección de una sobreintensidad en un circuito. Para que un dispositivo proteja ante sobrecargas debe cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Ecuación 7.68

$$I_2 \leq 1.45 I_z$$

Ecuación 7.69

Donde en función del elemento de protección se tiene:

- Fusibles: $I_2 = 1.6 I_n$
- Interruptores Automáticos: $I_2 = 1.3 I_n$
- Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1.45 I_n$

Para este diseño se va a colocar un interruptor automático. En función de la intensidad nominal que se tenga, este será automático o magnetotérmico.

Tabla 7.31. Características de cada tramo para la comprobación del criterio de sobrecarga

Tramo	Sección (mm ²)	I_b	I_n	I_z
1°	1.5	11.575	12	20
2°	4	23.15	25	29

Fuente: elaboración propia

Se ha comprobado anteriormente para el cálculo de la sección el primer criterio de cumplimiento de la sobrecarga. En ambos tramos cumplía.

El elemento de protección a escoger será un interruptor magnetotérmico puesto que la intensidad nominal en ambos tramos es muy pequeña (inferior a 63 A, teniendo el máximo interruptor magnetotérmico del catálogo escogido esa intensidad nominal).

- 1° Tramo

No será necesario calcular ningún elemento de protección, puesto que el variador de frecuencia ya cuenta con uno.

- 2° Tramo

$$I_2 = 1.45 I_n = 1.45 \cdot 25 = 36.25 A$$

Ecuación 7.70

$$36.25 A \equiv I_2 \leq 1.45 I_z \equiv 1.45 \cdot 29 = 42.05 A$$

Ecuación 7.71

El segundo tramo cumple con el criterio de sobrecargas.

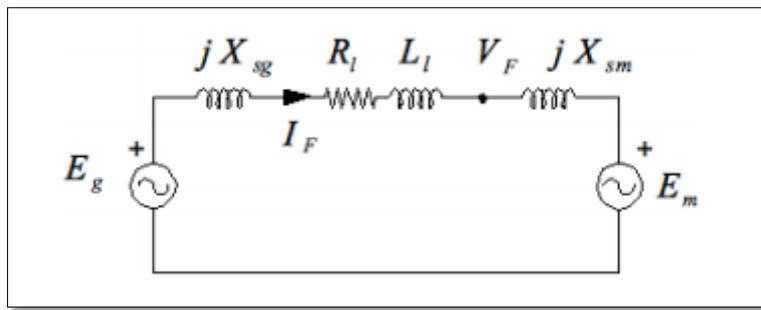
Criterio de protección ante cortocircuitos

Para que un elemento de protección proteja ante cortocircuitos debe cumplir tres criterios de protección:

1. Criterio del Poder de Corte
2. Intensidad de admisión menor que la intensidad de cortocircuito mínima
3. Criterio del Tiempo de Corte

Para la obtención de la intensidad máxima y mínima de cortocircuito se plantea un método donde se obtiene un diagrama equivalente:

Figura 7.39. Circuito equivalente de ejemplo para el cálculo de intensidades de cortocircuito



Fuente: Electrotecnia Industrial

A partir de la impedancia equivalente del circuito se obtendrán la intensidad de cortocircuito máxima y mínima:

$$I_{cc,m\acute{a}x} = \frac{U}{\bar{Z}eq_{tramo}}$$

Ecuación 7.72

$$I_{cc,min} = \frac{0.95 \cdot U}{\bar{Z}eq_{tramo}}$$

Ecuación 7.73

1. Criterio del poder de corte

$$P_{dc} > I_{cc,m\acute{a}x}$$

Ecuación 7.74

El poder de corte se obtendrá del catálogo del fabricante.

2. Intensidad

$$I_a \leq I_{cc,min}$$

Ecuación 7.75

El valor de I_a se obtiene de gráficos en función de la intensidad nominal que presente la línea

3. Criterio de tiempo de corte

El tiempo de corte de cualquier corriente que resulta de un cortocircuito que se produce en un punto cualquiera del circuito no debe ser superior al tiempo en el que la temperatura de los conductores tarda en alcanzar el límite admisible.

$$100 \text{ ms} < t_c < 5 \text{ s};$$

$$t_{adm} = \frac{(k \cdot S)^2}{I_k}$$

Ecuación 7.76

$$100 \text{ ms} > t_c;$$

$$(I^2 \cdot t)_{disp} = (k \cdot S)_{cond}^2$$

Ecuación 7.77

Se calculará que interruptor cumplirá con el criterio de cortocircuito

Tabla 7.32. Características de cada tramo para la comprobación del criterio de cortocircuito

Tramo	Sección (mm ²)	Longitud (m)	Tensión (V)	$\overline{Zeq}_{Tramo} (m\Omega)$
1°	1.5	15	404.8 (CC)	225 + j1.275
2°	1.5	30	400 (AC)	168.8 + j2.55

Fuente: elaboración propia

2° Tramo

$$I_{cc,m\acute{a}x} = \frac{U}{\overline{Zeq}_{t1}} = \frac{400/\sqrt{3}}{168.8 + j2.55} = 1.37 \text{ kA}$$

Ecuación 7.78

$$I_{cc,min} = \frac{0.95 \cdot U}{\overline{Zeq}_{tramo}} = \frac{0.95 \cdot 400/\sqrt{3}}{168.8 + j2.55} = 1.3 \text{ kA}$$

Ecuación 7.79

- Criterios de protección frente a cortocircuitos

2° Tramo

1.

$$P_{dc} > I_{cc,m\acute{a}x}$$

Ecuación 7.80

Siendo $I_{cc,m\acute{a}x} = 1.37 \text{ kA}$

Se buscará un interruptor magnetotérmico cuyo poder de corte supere este valor.

Figura 7.40. Interruptores automáticos magnetotérmicos

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				S 200	S 200 M	S 200 P	
Características eléctricas	Normas de referencia			IEC/EN 60898, IEC/EN 60847-2, VDE 0641 Part 11			
	Corriente asignada In	A	0.5 ≤ In ≤ 63	0.5 ≤ In ≤ 63	0.5 ≤ In ≤ 25	32 ≤ In ≤ 40	
	Número de polos			1P, 1P+N, 2P, 3P, 3P+N, 4P	230/400, 240/415	500	
	Tensión de empleo asignada Ue	V			230 - 240		
	Tensión de aislamiento Ui	V			230/400 - 240/415		
	Tensión máxima de servicio Uo máx.	V			440		
	Tensión mínima de servicio Uo mín.	V			60		
	Frecuencia	Hz			12Vc.a. - 12Vc.c.		
	Poder de corte según IEC/EN 60898 (VDE 0641 Parte 101 para K y Z)	ka máximo (ka para K y Z)	A	10000	10000	10000	10000
	Poder de corte asignado según IEC/EN 60847-2	ka máximo	KA	10	15	25	15
	1P, 1P+N @ 230 V c.a., 3P, 3P+N, 4P@ 400 V c.a. AC	Ics de servicio	KA	7.5	11.2	12.5	10
	Clase de limitación energética				3		7.5
	Tensión impulsional asignada (1.2/50) Uimp	kV			4 (fusión de test 0.2 s; 5 a 2000 m)		
	Rigidez dieléctrica de la tensión de alimentación	kV			2.5		
	Curvas de disparo						
Características mecánicas	Maneja						
	Endurecimiento eléctrico						
	Endurecimiento mecánico						
	Grado de protección	Bornes con caja					
	Resistencia mecánica a choques						
	Resistencia a las vibraciones según IEC/EN 60068-2-6						
	Tropicalización según IEC/EN 60068-2	clima húmedo clima constante clima variable	°C/RFH °C/RFH °C/RFH				
	Temperatura de referencia para la regulación del elemento térmico		°C				
	Temperatura ambiente (con media diaria ≤ +35 °C)		°C				
	Temperatura de almacenamiento		°C				
	Instalación	Tipo de borne					
	Sección de embornamiento		mm²				
	Par de apriete		Nm				
	Montaje						
	Conexión						
Dimensiones y peso	Dimensiones del polo (Al x Pr x An)	mm					
Peso del polo		g					
Combinación con accesorios	Combinable con:						
contacto auxiliar							
contacto universal de señalización de disparo/contacto auxiliar							
bobina de mínima tensión							
bobina de mínima tensión							
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL CONTACTO AUXILIAR INTEGRADO							
Características eléctricas	Contacto auxiliar						
	Carga del contacto						
	Tensión mínima asignada	V					
	Resistencia a cortocircuito						
Instalación	Endurecimiento eléctrico						
	Norma de referencia						
Sección de embornamiento	mm²						
Par de apriete	Nm						

Fuente: Electrotecnia Industrial

Para este segundo se escogerá el mismo magnetotérmico, el S 200 con curva k.

$$10 \text{ kA} = P_{ac} > I_{cc,m\acute{a}x} = 1.37 \text{ kA}$$

Ecuación 7.81

Cumple con el primer criterio

2.

$$I_a \leq I_{cc,min}$$

Ecuación 7.82

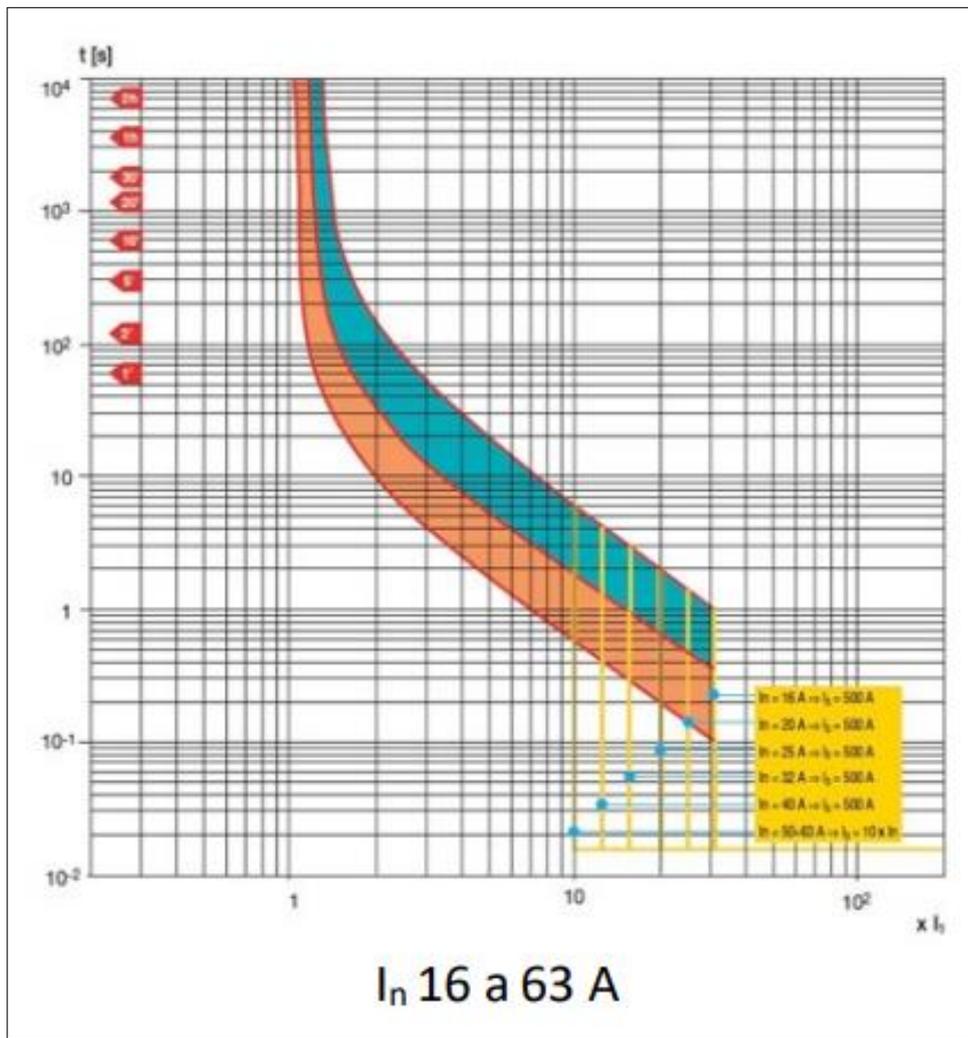
En función de la intensidad nominal que se tenga se escogerá una gráfica para el cálculo de I_a .

Siendo:

- $I_{cc,min} = 1.3 \text{ kA}$
- $I_n = 25 \text{ A}$

Al igual que para el primer tramo, se cogerá la misma gráfica puesto que el valor de la intensidad nominal se encuentra en ese rango.

Figura 7.41. Curvas de funcionamiento para una intensidad nominal entre 16 y 63 A



Fuente: Electrotecnia Industrial

El valor de I_a para 25 A será, aproximadamente de 500 A.

$$500 \text{ A} = I_a \leq I_{cc,min} = 1.3 \text{ kA}$$

Ecuación 7.83

El interruptor seleccionado también cumple con este segundo criterio.

3.

Como se trata de un interruptor magnetotérmico, el tiempo de corte debe ser lo más bajo posible. En consecuencia, se cogerá la opción más restrictiva:

$$100 \text{ ms} > t_c;$$

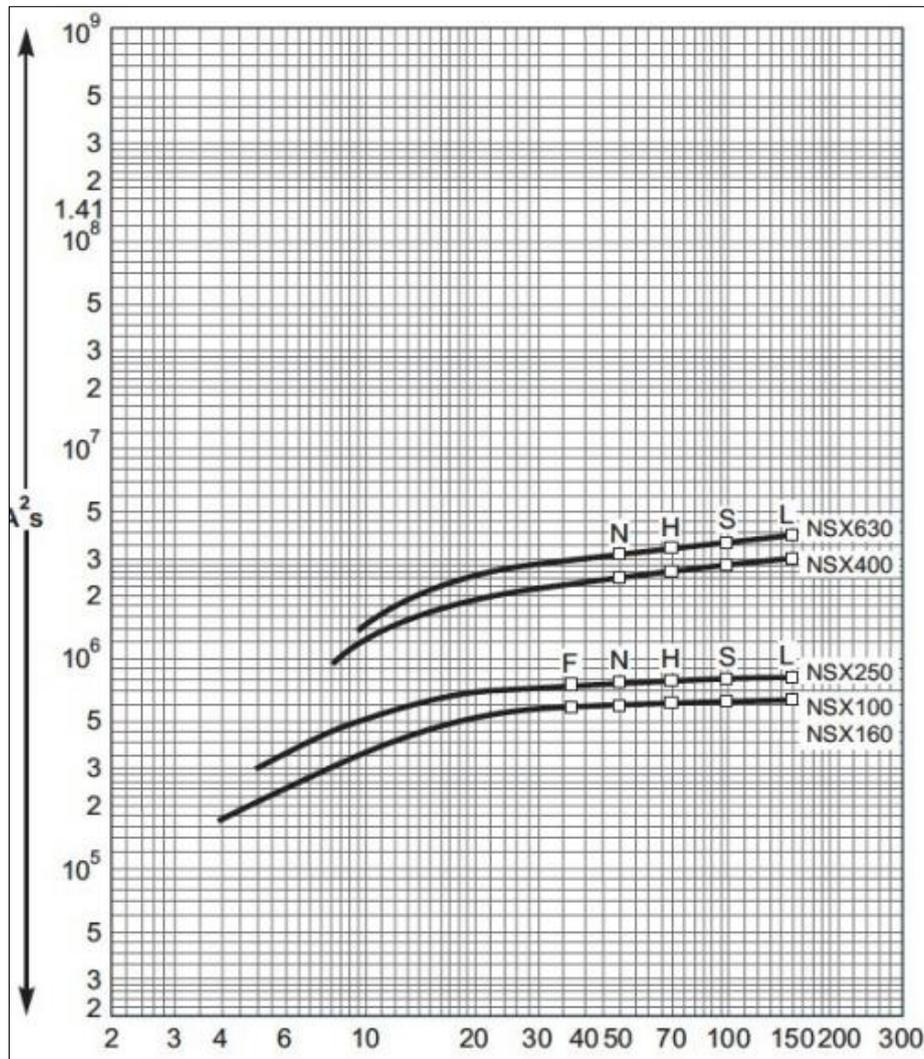
$$(I^2 \cdot t)_{disp} = (k \cdot S)^2_{cond}$$

Ecuación 7.84

Siendo:

- $(I^2 \cdot t)_{disp}$ un parámetro que se obtendrá de una gráfica
- k un valor fijo en función del aislante. En este caso al ser PVC es 115
- S la sección siendo de 1.5 mm²

Figura 7.42. Curva I²T para interruptores automáticos



Fuente: Electrotecnia Industrial

Con el valor de la intensidad de cortocircuito máxima se entraría por el eje de las 'x' hasta que cortara la primera curva, obteniendo el valor de $(I^2 \cdot t)$.

Para este caso, al igual que antes, la intensidad máxima de corte es muy baja y está fuera de la gráfica, pero como la sección del cable es muy pequeña, cumplirá con este criterio.

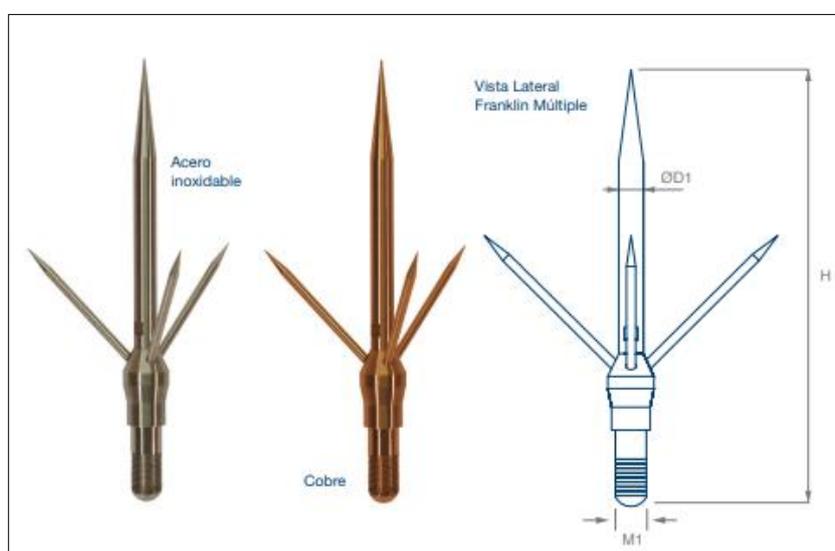
7.8.2. Pararrayos

Para la protección frente a sobretensiones provocadas por elementos externos (como los rayos), se colocarán pararrayos. El más común y utilizado es el pararrayos Franklin o puntas Franklin. Puede utilizarse como único elemento o formando un sistema de protección pasivo.

Se fabrican en acero inoxidable AISI 316L o en cobre y su diseño está regido por varias normas, como la UNE-36-013-75.

Para este caso se empleará la punta captadora o punta Franklin múltiple. Destaca por su bajo coste, su simplicidad y su fácil instalación.

Figura 7.43. Punta captadora múltiple en acero inoxidable y cobre



Fuente: www.ingesco.com

7.9. Puesta a tierra

Para el cálculo de la puesta a tierra se recurre a la ITC-BT-18 y la ITC-BT-24 del Reglamento de Baja Tensión [27].

7.9.1. Protección frente a contactos indirectos

En la ITC-BT-24 se establece el esquema de protección más idóneo en función del tipo de instalación que se tenga. En este caso, la instalación está aislada de red y la corriente de funcionamiento de un tramo es continua. El esquema más óptimo es el IT, que une todas las masas del sistema entre sí aislándolas de tierra a través de una impedancia. La alimentación también está aislada de tierra.

Con este esquema no aparecen diferencias de potencial entre las partes del sistema. Un defecto a masa o tierra no provocará corriente de defecto, sin embargo, si ocurren dos fallos simultáneos la corriente de defecto será muy elevada.

Se debe satisfacer la siguiente condición:

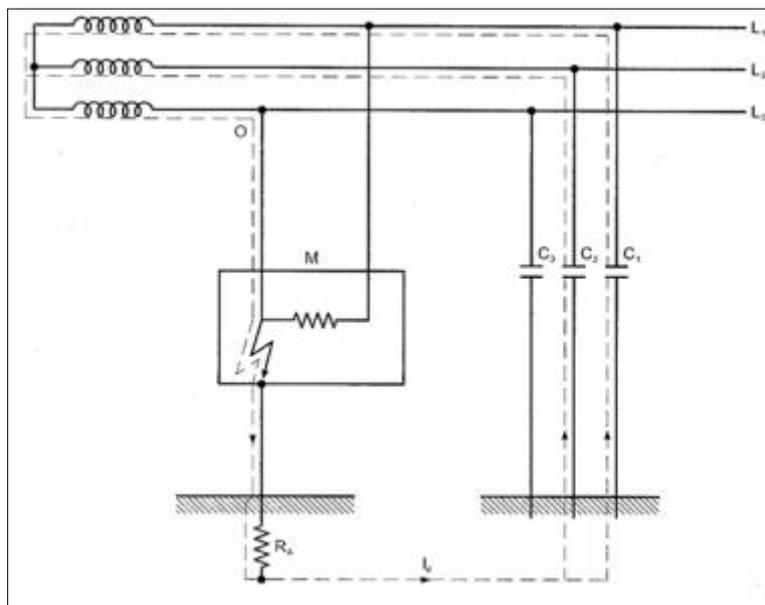
$$R_A \times I_d \leq U_L$$

Ecuación 7.85

Donde:

- R_A es la suma de resistencias de toma de tierra y de los conductores de protección de las masas.
- I_d es la corriente de defecto en caso de un primer defecto franco de baja impedancia entre un conductor de fase y una masa.
- U_L es la tensión de contacto límite convencional (50, 24V u otras).

Figura 7.44. Esquema IT aislado de tierra



Fuente: ITC-BT-24

7.9.2. Protección frente a contactos directos

También en la ITC-BT-24 existe un apartado para la protección frente a contactos directos, es decir, para proteger a las personas y animales. En el punto 3 se exponen varias soluciones frente a contactos directos:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

7.9.3. Sistema de puesta a tierra

En el apartado 9 del documento ITC-BT-18 se expone el procedimiento de dimensionado del electrodo de puesta a tierra. Según el documento para instalaciones de este tipo, la resistencia de tierra debe tener un valor tal que cualquier masa no dé lugar a tensiones de contacto superiores a 50 V.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno. En la Figura 7.44 se muestran las distintas resistividades en función de la composición del terreno.

Figura 7.45. Valores aproximados de resistividad en función del terreno

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Fuente: ITC-BT-18

En la Figura 7.45 se dan valores orientativos de resistividad en función del terreno, con objeto de obtener una primera aproximación. Si se aplican las fórmulas de la Figura 7.46, se puede calcular de forma más precisa el valor de la resistencia del terreno en función de los valores de resistividad.

Figura 7.46. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Fuente: ITC-BT-18

Figura 7.47. Fórmulas para estimar el valor de la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y características del electrodo

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$

ρ , resistividad del terreno (Ohm.m)
P, perímetro de la placa (m)
L, longitud de la pica o del conductor (m)

Fuente: ITC-BT-18

El terreno tiene una composición principal de arena arcillosa cuya resistividad oscila entre 50 y 500 Ω/m . Se toma un valor medio, 250 Ω/m .

Como elementos de puesta a tierra se tendrán un anillo de cobre de forma cuadrada. Estará enterrado 0.5 m. tendrá una longitud de 6 m.

Se utilizarán, además, 4 picas de acero, de 2 metros de longitud.

$$R_{anillo} = \frac{2\rho}{L} = \frac{2 \cdot 250}{20} = 25 \Omega$$

Ecuación 7.86

$$R_{picas} = \frac{\rho}{L} = \frac{250}{2} = 125 \Omega$$

Ecuación 7.87

La resistencia de puesta a tierra será la equivalente a las dos anteriores:

$$R_{total} = \frac{1}{4 \cdot \frac{1}{150} + \frac{1}{25}} = \frac{1}{15} = 15 \Omega$$

Ecuación 7.88

8. Estudio de la utilización de un sistema de acumulación

Hasta este apartado, el dimensionado de la instalación está totalmente definido. En consecuencia, lo que se va a estudiar en este apartado no forma parte del estudio requerido como tal, sino que se trata de una idea alternativa.

Así pues, en este punto lo que se va a tratar va a ser en que se verá afectado el estudio si la instalación funcionase mediante dispositivos de acumulación, es decir, con baterías. Se quiere comprobar si la colocación de estos dispositivos resultaría rentable y viable, puesto que encarecen el precio de la instalación, o si, por el contrario, aunque aporten una mayor seguridad y garanticen un funcionamiento siempre presente independientemente de las condiciones climatológicas, su colocación sea inviable y su precio demasiado excesivo.

Al estar introduciendo baterías en una instalación será necesaria la incorporación de más componentes en ella. Se requerirá el uso de un regulador y un inversor. Como se trata de un extra al trabajo, simplemente se realizará el dimensionado para la demanda necesaria.

8.1. Dimensionado de las baterías

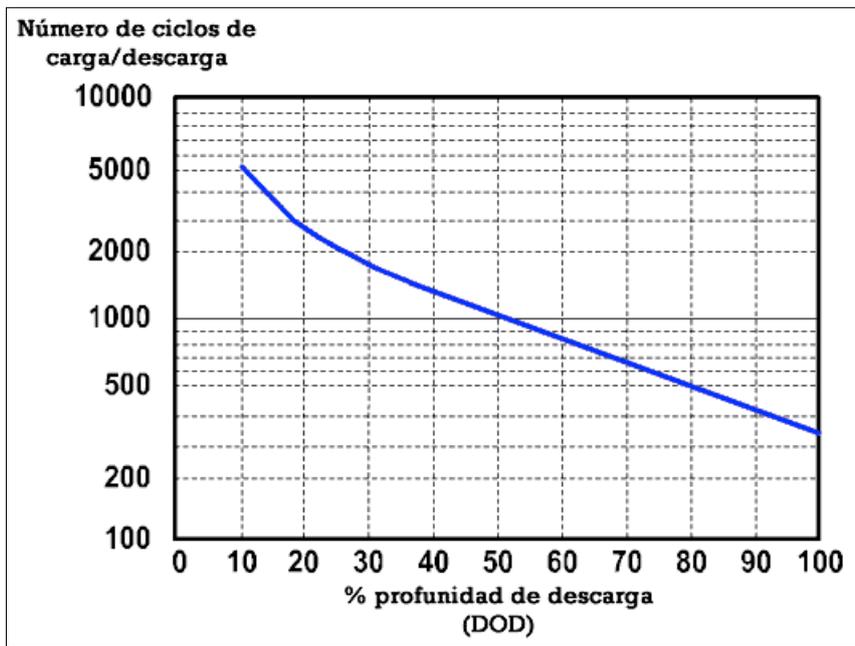
En primer lugar, antes de seleccionar el modelo de la batería y realizar los cálculos oportunos, será necesario definir la autonomía deseada. Esto significa que se tiene que conocer cuál va a ser el tiempo (medido en número de día) que se quiere que las baterías puedan funcionar sin apoyo de los módulos [28].

Para este caso, se quiere que las baterías tengan una autonomía de un día completo.

En segundo lugar, se necesitará conocer, en función del modelo que se escoja, su profundidad de descarga. Se trata del porcentaje de la capacidad total de la batería que se utiliza durante un ciclo de carga o un ciclo de descarga. Este parámetro varía entre el 30% y el 80%.

En instalaciones de energía solar aisladas, se suelen emplear baterías estacionarias preparadas para descarga profunda, ya que en algunas instalaciones deben soportar el consumo durante varios días. Además, se debe recalcar que cuanto mayor es este parámetro, menos tiempo de vida tendrá la batería. Esta relación se representa en la Figura 8.1:

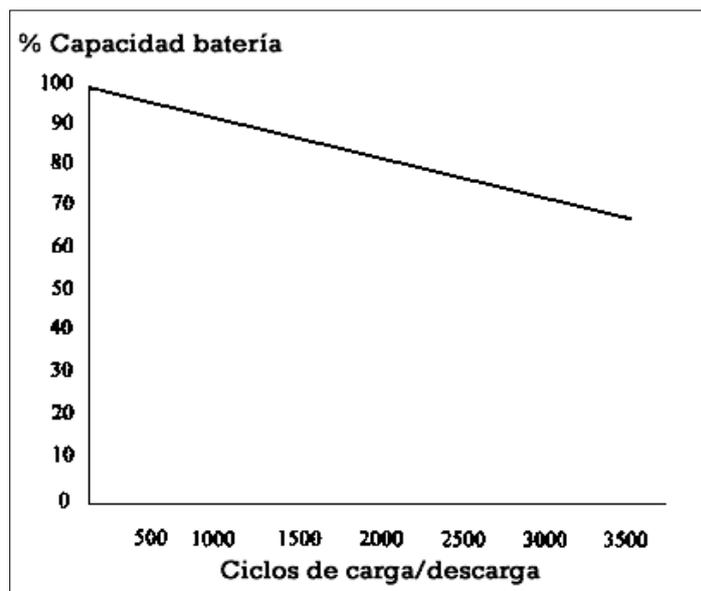
Figura 8.1. Relación de profundidad de descarga con el número de ciclos de vida



Fuente: SUNFIELDS

A continuación, se debe explicar también el tiempo de vida útil de una batería. El tiempo de vida es el número de ciclos que aguanta la batería operando con una capacidad residual por encima del 80%. Como bien se ha indicado, se mide en número de ciclos carga/descarga. Cuanto más se someta una batería, más rápido disminuirá su vida útil.

Figura 8.2. Relación número de ciclos en función de la capacidad de una batería



Fuente: SUNFIELDS

Como últimos parámetros a conocer, se debe saber que existen numerosos tipos de baterías. El tipo más utilizado es la batería de plomo-ácido con electrolito líquido.

La capacidad de la batería se suele expresar en amperios por hora (Ah) y esta capacidad está fuertemente relacionada con la temperatura. Y la tensión a la que opera es continua, siendo los valores de 2 y 12 voltios los más habituales.

Como se ha indicado, la temperatura influye en el tiempo de vida de la batería. Cada incremento de 10°C supone una reducción de la vida de la batería a la mitad. El rango óptimo de temperaturas está comprendido entre 20 y 25°C.

Tabla 8.1. Capacidad de una batería en función de su temperatura de operación

Temperatura (°C)	Capacidad (%)	Eficiencia
30	105	1,05
25	100	1
16	90	0,9
4	77	0,77
-7	63	0,63
-18	49	0,49

Fuente: SUNFIELDS

Para el dimensionado se ha escogido como modelo de batería las Baterías Trojan. Este fabricante tiene baterías con un amplio rango de capacidades, desde 94 Ah hasta 467Ah.

Antes de poder escoger un modelo será necesario realizar una serie de cálculos. Los parámetros más relevantes para cálculo de las baterías se recogen en la Tabla 8.2:

Tabla 8.2. Parámetros principales de la batería

Nº de días de autonomía	1
Prof. de descarga máxima estacional (PD_{max,e})	70%
Prof. de descarga máxima diaria (PD_{max,d})	15%
Tensión	12 V
Factor de corrección por temperatura (F_{CT})	1
Consumo diario	3850 W

Fuente: Elaboración propia

El valor a calcular será la capacidad nominal de la batería, en función de la PD_{max,e} y la PD_{max,d}:

- Capacidad nominal diaria:

$$C_{nd}(Wh) = \frac{L_{ma}}{PD_{max,d} F_{CT}} = \frac{3850}{0.15 \cdot 1} = 25666.67 Wh$$

Ecuación 8.1

- Capacidad nominal estacionaria:

$$C_{nd}(Wh) = \frac{L_{ma} N}{PD_{max,e} F_{CT}} = \frac{3850 \cdot 1}{0.7 \cdot 1} = 5500 Wh$$

Ecuación 8.2

Una vez calculadas ambas capacidades, se escoge la mayor de las dos (para tener un mayor margen de seguridad) y se divide por la tensión de la batería, obteniéndose la capacidad en Ah. Para este caso, como solo se quiere un día de autonomía, la descarga máxima diaria será la mayor.

$$C_{nd}(Ah) = \frac{C_{nd}(Wh)}{V_{BAT}} = \frac{25666.67}{24} = 1069.445 Ah$$

Ecuación 8.3

La capacidad de las baterías debe superar los 1070 Ah. En función de la capacidad de cada una se puede escoger un modelo u otro. Si se elige un modelo con una capacidad pequeña, el precio de cada batería es más bajo, pero, por el contrario, se necesitarán más unidades. Si se escogen baterías con mayor capacidad, su precio será más elevado, pero se necesitarán menos unidades. Habrá que escoger aquella que salga más rentable.

En principio se escogerá una batería cuya tensión será de 12V. Habrá que colocar tantas baterías en paralelo como para cubrir la capacidad total y, además, poner otra línea en serie, puesto que se trabajará a 24V y las baterías son de 12V.

Tabla 8.3. Modelos de baterías

Modelo	Capacidad (Ah)	Precio (€)
27TMX	117	198.50
T-1275	150	258.95
J150	150	259.95
J185H-AC	225	369.89

Fuente: Baterías Trojan y Elaboración propia

Para cada modelo se calcula el número que será necesario y el precio total.

- Número de baterías:

$$N_{27TMX} = \frac{1070}{117} = 9.14$$

Ecuación 8.4

$$N_{T-1275} = \frac{1070}{150} = 7.13$$

Ecuación 8.5

$$N_{J150} = \frac{1070}{150} = 7.13$$

Ecuación 8.6

$$N_{J185H-AC} = \frac{1070}{225} = 4.75$$

Ecuación 8.7

Tabla 8.4. Comparación entre los modelos de baterías

Modelo	Unidades	Capacidad total (Ah)	Precio total (€)
27TMX	10	1170	1985
T-1275	8	1200	2071.60
J150	8	1200	2079.60
J185H-AC	5	1125	1849.45

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, la última opción es la más rentable. Aunque sea la más cara, como se necesitan menos unidades, el precio total es más bajo.

Estas 5 unidades se colocarán en paralelo, y posteriormente se colocará una línea de otras 5 unidades en serie para cumplir con los 24V de tensión. En conclusión, se necesitarán 10 baterías del modelo J185H-AC colocadas en paralelo 5 a 5.

8.2. Dimensionado del regulador

El regulador de carga es el encargado de que la carga que proviene de los paneles esté bien regulada, como su propio nombre indica, para que las baterías se carguen de la forma más óptima posible. Los reguladores de carga vienen determinados por la intensidad máxima de trabajo y por el voltaje en que hayamos diseñado nuestra instalación. La máxima intensidad entre la generada por el generador y la que consumen las cargas será la utilizada para dimensionar el regulador [29].

La corriente de entrada al regulador será la corriente de cortocircuito del generador. Según el documento IDEA el regulador de carga debe tener una sobrecarga simultánea de:

- La corriente de la línea del generador un 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar.

- La corriente en la línea de consumo un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

$$I_{entrada} = I_{GFV,SC} = 1.25 \cdot I_{MOD,SC} \cdot Np = 1.25 \cdot 7.41 \cdot 1 = 9.26A$$

Ecuación 8.8

Donde:

- $I_{GFV,SC}$ es la corriente de cortocircuito del generador
- $I_{MOD,SC}$ es la corriente de cortocircuito del módulo
- Np es el número de módulos en paralelo.

La intensidad de salida del inversor se calculará de a siguiente forma:

$$I_{salida} = \frac{1.25 \cdot (P_{DC} + \frac{P_{AC}}{\eta_{inv}})}{V_{BAT}}$$

Ecuación 8.9

No se conoce la potencia exacta de las cargas, puesto que el valor que se tiene es un valor de demanda objeto, que contará con sus pérdidas y con el rendimiento de componentes. En consecuencia, no se puede comparar el valor de entrada del inversor con el de salida y comprobar cuál es mayor.

Se tomará como valor máximo el obtenido en la entrada. Y se seleccionará un regulador que tenga más de 10A de corriente máxima.

Se ha escogido como modelo el Regulador PMW de Must Solar. Y de los disponibles, el PC1500B-10-20 que puede operar hasta una intensidad nominal de 20A.

Figura 8.3. Regulador de carga PMW



Fuente: AutoSolar

8.3. Dimensionado del inversor

Es el encargado de convertir la corriente continua proveniente de las baterías en alterna. Para el dimensionado con paneles se colocó un inversor que transformaba la tensión de funcionamiento de estos en la tensión alterna trifásica a la que trabajaba la bomba. Si ahora se trabaja con baterías, la tensión cambia, ya que estas operan a 24V y, por lo tanto, se necesita colocar otro inversor.

Para el correcto dimensionado de este inversor se debe dimensionar un 20% la potencia demandada, para evitar un sobredimensionamiento de este.

$$P_{INV} = 1.2 \cdot P_{AC} = 1.2 \cdot 3850 = 4620W$$

Ecuación 8.10

El inversor escogido es el de la marca Sunways. De sus modelos, se escoge el NT5000, puesto que su potencia máxima es de 5000W, cumpliendo con el valor obtenido de la Ecuación 8.10.

Figura 8.4. Inversor Sunways



Fuente: Technosun

9. Estudio del comportamiento si la bomba fuese de continua

La gran mayoría de instalaciones de riego fotovoltaico llevan un sistema de bombeo con motores de corriente alterna. Entre las causas que convierten al motor de alterna en más común son su bajo coste, su construcción simple y robusta y su bajo mantenimiento. Además, presentan una gran variabilidad y sus velocidades pueden ser modificadas con gran facilidad mediante el uso de variadores de frecuencia, como ya se ha explicado anteriormente en este trabajo.

Aun así, existe también la posibilidad de dimensionar una instalación solar de bombeo empleando motores de continua. En este apartado se estudiaría como se dimensionaría empleando este tipo de motores, los componentes que se utilizarían y en qué principales aspectos se ve favorecido su utilización y por qué no se suelen emplear este tipo de bombas y, por el contrario, sí las de continua.

Para colocar un bombeo con motor DC será necesario el empleo de los componentes que se han dimensionado anteriormente pero el convertidor o variador que se emplea en este caso no cambiaría la corriente a AC, sino que variaría únicamente el rango, pero su salida seguiría siendo en continua. Este componente no es obligatorio introducirlo, puesto que se puede dimensionar el sistema si se consigue que la tensión que se tenga a la salida del generador fotovoltaico sea similar a la de funcionamiento de la bomba. En la realidad, este aspecto es muy difícil que se cumpla, puesto que la tensión de los módulos ya se ha visto que no es constante. En consecuencia, la utilización de este regulador es muy recomendable para evitar daños y conseguir un correcto funcionamiento de los componentes.

Otro aspecto importante a destacar si se utiliza un bombeo DC es que la instalación debe ser de superficie, debido al mantenimiento del motor. Se sabe que un motor de corriente continua necesita un cambio en sus escobillas porque se desgastan (a las 2000-4000 horas). El empleo de motores sumergibles está todavía en desarrollo y una solución que se puede proponer es emplear motores sin escobillas o aumentar su número, pero eso encarecería su precio aún más.

Una aplicación sería la combinación de una bomba de desplazamiento positivo y un motor de DC shunt. A bajos niveles de irradiancia el motor puede proporcionar un par inicial de arranque.

- La selección del modelo también se hace mediante curvas, en este caso curvas I-V, procurando que se adapten lo mejor posible a la variación con la irradiancia incidente del punto de máxima potencia del generador. Se pueden emplear diferentes bombas en función del tipo y profundidad del pozo:
- Pozos abiertos: el nivel de agua es inferior a 30 metros de profundidad se utilizan bombas autoaspirantes. Se sitúan por encima del nivel de agua, ya que no son sumergibles.
- Pozos de sondeo verticales: profundos como no profundos, y se emplean bombas de pistón.

Los sistemas a instalar van a estar influenciados sobre todo por las potencias de utilización. Por tanto, la utilización de un motor de continua o de alterna se va a diferenciar por la potencia a generar:

Sistemas de baja potencia (50 a 400W): utilizan un motor de DC accionado por una bomba de desplazamiento positivo. Se suele colocar un convertidor DC/DC.

Sistemas de media potencia (400 a 1500W): se pueden hacer dos tipos de configuraciones. La primera la forma una bomba centrífuga sumergible con un motor asíncrono; y la segunda

configuración es mediante motores DC sin escobillas. El problema que tiene esta segunda configuración es que está todavía en desarrollo y se debe mejorar su fiabilidad y reducir su gran coste, ya que presenta mayor rendimiento que los motores AC.

Sistemas de gran potencia: se suelen emplear motores de alterna con apoyo de un convertidor de frecuencia.

A día de hoy, la solución más viable, eficiente y económica es la adoptada en nuestro diseño. El empleo de una moto-bomba que trabaje en corriente continua resulta mucho más rentable que sustituirla por una de continua. Los motores de continua son más costosos, requieren mantenimiento y no se pueden sumergir, como se ha comentado. Estos aspectos son fundamentales a la hora de haber escogido el de alterna. Además, la potencia es relativamente alta, y es idónea para un motor de AC [30].

10. Discusión de los resultados

En este apartado se dará una visión global de los cálculos realizados y los resultados obtenidos en la instalación de nuestro estudio.

En primer lugar, es importante comentar porque se ha escogido este tipo de instalación, con esta configuración. Se trata de una instalación agrícola de un tamaño pequeño, observándose sobre todo en la potencia utilizada. Se trata de una plantación aislada de red, lo cual el bombeo solar era la opción más rentable.

En cuanto al dimensionado, se ha decantado por una instalación de bombeo solar directo, es decir donde el suministro de agua a la parcela se realiza directamente por la energía generada en los módulos fotovoltaicos, sin necesidad de almacenar la energía en baterías. El hecho de haber realizado este tipo de instalación sin el empleo de baterías es principalmente económico. Si se emplean baterías, el precio de la instalación se encarecería considerablemente. Además, las baterías requieren mantenimiento y tienen una vida útil, por lo que se tienen que cambiar cada cierto tiempo. el volumen de producción no llegaría a rentabilizar este coste. Y la zona donde está localizada la instalación, el sol predomina casi todo el año.

Los resultados obtenidos indicaban que se deben emplear 15 módulos fotovoltaicos de los proporcionados por la empresa. Los módulos cubrían tanto la necesidad de potencia como el rango de funcionamiento del variador de frecuencia. Se trata pues de una instalación de pequeña potencia, puesto que no es necesario colocar módulos en paralelo, ya que la tensión que deben tener es más restrictiva que la potencia que tienen que suministrar.

Por último, al estudiar las propuestas de colocar las baterías y/o sustituir la bomba por una de continua, se ha comprobado en ambos casos que el resultado no saldría rentable por el tipo de instalación que se tiene.

11. Conclusiones

Este proyecto ha desarrollado y estudiado el dimensionado de una instalación de bombeo solar directo. Gran parte de los componentes y recursos necesarios para el dimensionado han sido proporcionado por la empresa AGROSOLMEN.

Para el desarrollo de los cálculos de componentes se ha empleado la teoría empleada en proyectos similares, puesto en el caso de instalaciones fotovoltaicas, todas siguen un esquema similar que difiere en las particularidades de cada instalación. Además, se ha necesitado el apoyo de documentos del ministerio como las guías IDAE o del reglamento de baja tensión, así como conceptos y lecciones aprendidas de las asignaturas de Eficiencia Energética y de Electrotecnia Industrial.

Finalmente, para el diseño de la instalación se han empleado una bomba AC de 2.2 kW de potencia (suministrada por la empresa); se colocará un variador de frecuencia capaz de trabajar a 550V de continua en la parte de los módulos y a 400V de alterna en la parte de la bomba; y se han calculado los módulos necesarios para cubrir la demanda energética. Además, se ha dimensionado el cableado y los elementos de protección de la instalación.

En cuanto a aspectos económicos y ambientales, puntualizar varios detalles. En lo económico resulta una propuesta de gran rentabilidad a medio largo plazo, con una gran inversión inicial. Esta tecnología elimina los costes de la factura eléctrica, pudiendo amortizar este tipo de instalaciones a partir de los 3 años. En cuanto a lo ambiental dos detalles; el primero es destacar el uso de las energías renovables, que no emiten gases a la atmósfera y al no tener conexiones eléctricas, reduce el impacto paisajístico y el peligro de electrocución de ciertas aves; y en segundo lugar, aprovechar climatológicamente la zona en donde se quiere utilizar, puesto que es una zona con una gran cantidad de sol e irradiación que, además, coincide las épocas con más radiación con las de más demanda de agua.

12. Bibliografía

- [1] TECNOSOL. Energía solar y Sistemas de Riego 2018. Consulta [09/05/2019 12:05]. Disponible en: <https://tecnosolab.com/tecnosol/energia-solar>
- [2] Evolución histórica de la energía solar. Consulta [11/05/2019 12:00]. Disponible en: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/historia-energia-solar>
- [3] XATACA. Los 11 gráficos que demuestran que lo de la energía solar es imparable. Consulta [1/07/2019 12:00]. Disponible en: <https://www.xataka.com/energia/los-11-graficos-que-demuestran-que-lo-de-la-energia-solar-es-imparable>
- [4] UNEF (Unión Española Fotovoltaica). Informe anual 2018. Consulta [2/07/2019 10:00]. Disponible en: https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/09/memo_unef_2018.pdf

- [5] Bombas sumergibles. Cambio energético. Consulta [02/07/2019 12:00]. Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com>
- [6] Componentes de una instalación fotovoltaica. Consulta [02/07/2019 10:00]. Disponible en: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- [7] Bombeo Solar. SIV007. Tecnología fotovoltaica. Consulta [03/07/2019 9:00]. Disponible en: http://www.fisica.uji.es/priv/web%20master%20SIH007/treballs%202017/Bombeo%20Solar_pr esentacio.pdf
- [8] EnergíaSolar.mx. Ventajas y Diseño de Sistemas de Bombeo Solar de Agua. Consulta [03/07/2019 12:00]. Disponible en: <http://www.energiasolar.mx/bombeo-solar/ventajas-diseno-sistemas-bombeo-solar-agua>
- [9] Sede electrónica del Catastro. Consulta [20/05/2019 12:00]. Disponible: <http://www.catastro.meh.es/esp/sede.asp>
- [10] HSP. Consulta [15/05/2019 12:00]. Disponible en: <https://www.efimarket.com/blog/la-hora-solar-pico-hsp-sirve-calcularlo/>
- [11] Calculo de HSP. Herramienta PVGIS. Consulta [17/05/2019 16.00]. Disponible: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe>
- [12] Calculo del bombeo solar: SUNFIELDS Europe. Sistema de Bombeo solar directo – Diseño y Cálculo a Medida. Consulta [17/05/2019 16:30]. Disponible: <https://www.sfe-solar.com/bombeo-solar/>
- [13] Google Earth. Consulta [22/05/2019 12:00]. Disponible: <https://www.google.com/maps>
- [14] Google Earth. Consulta [22/05/2019 13:00]. Disponible: <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- [15] Cálculo de tuberías. Consulta [10/06/2019 10:00]. Disponible: <https://studylib.es/doc/5139001/anexo-e2---bases-de-cálculo-de-tuberías>
- [16] Material tubería. Cálculo de tuberías. Consulta [10/06/2019 11:00]. Disponible: <https://www.asoven.com/pvc/que-es-el-pvc-ventajas-fabricacion-e-impacto-ambiental/>
- [17] Clasificación y tipos de bombas. Consulta [15/06/2019 10:00]. Disponible: <http://www.fnmt.es/documents/10179/10666378/Clasificación+y+tipos+de+bombas.pdf/9eb9b616-ea47-0841-566b-3b49a93e83bf>
- [18] [19] Eduardo Blanco, Sandra Velarde, Joaquín Fernández. Universidad de Oviedo. Sistemas de Bombeo. Consulta [15/06/2019 13:00]. Disponible: https://agasca.net/wp-content/uploads/2018/08/PDF_SistemasdeBombeo2.pdf
- [20] Agustín Martín Domingo. Apuntes de Mecánica de Fluidos. Consulta [15/06/2019 17:00]. Disponible: <http://oa.upm.es/6531/1/amd-apuntes-fluidos.pdf>
- [21] iagua. Qué es y cómo se calcula el NPSHdisp de una bomba centrífuga. Consulta [16/06/2019 10:00]. Disponible: <https://www.iagua.es/blogs/miguel-angel-monge-redondo/que-es-y-como-se-calcula-npsdisp-bomba-centrifuga>

- [22] Variador de frecuencia. Consulta [22/06/2019 10:00]. Disponible: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/90201/fichero/proyecto.pdf>
- [23] M^a del Carmen Alonso García. El generador fotovoltaico. Consulta [22/06/2019 12:00]. Disponible: <https://www.eoi.es/es/file/18642/download?token=ZAMAIUym>
- [24] BLOG TECNOSOL. Distancia entre filas de paneles solares para evitar el sombreado. Consulta [7/07/2019 10.00]. Disponible: <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>
- [25] Cálculo de la sección. Aula Virtual UPCT. Electrotecnia Industrial
- [26] Cálculo de los elementos de protección. Aula Virtual UPCT. Electrotecnia Industrial
- [27] Instalaciones de puesta a tierra. REBT. Consulta [6/07/2019 10.00]. Disponible: http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx
- [28] SunFields. Baterías Solares. Baterías Trojan. Consulta [12/07/2019 10.00]. Disponible: <https://www.sfe-solar.com/baterias-solares/baterias-solares-trojan/>
- [29] Ecosolar. Como dimensionar una instalación fotovoltaica. Consulta [12/07/2019 12.00]. Disponible: <https://www.ecosolaresp.com/como-dimensionar-una-instalacion-fotovoltaica/>
- [30] Damia Solar. ¿Cómo funcionan las bombas de agua de corriente continua mediante energía solar? Consulta [12/07/2019 12.00]. Disponible: https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/como-funcionan-las-bombas-de-agua-solares-de-cc_1

13. ANEXOS

13.1. Ficha técnica de la bomba



DS 4 Serie

Características constructivas de la bomba

- El diseño de la bomba con impulsores flotantes garantiza una alta **resistencia a la abrasión**.
- Impulsión y aspiración fabricadas en acero inoxidable de microfusión, garantizando una alta rigidez y resistencia a la corrosión.
- Eje de acero inoxidable.
- Válvula de retención de acero inoxidable integrada en el cuerpo de impulsión.
- Acoplamiento motor norma NEMA.
- **Acoplamiento reforzado anticorrosión.**

Descripción

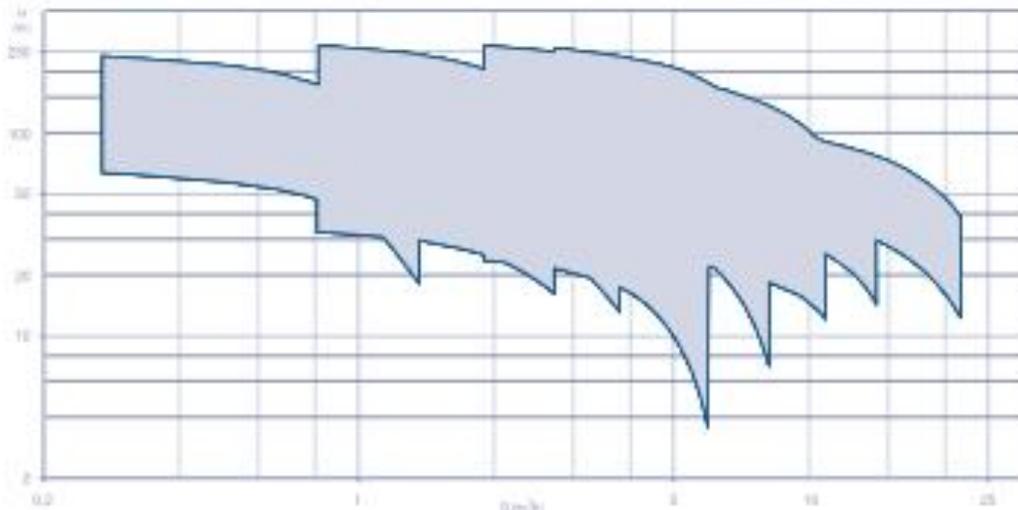
- Bombas sumergibles multietapa con impulsores flotantes.

Características técnicas

- Caudal máximo 24 m³/h.
- Altura máxima 302 mca.
- Diámetro máximo incluido cubrecable 98 mm.
- Cantidad máxima de arena tolerada 150g/m³.
- Filtro de rejilla para paso de sólidos: 4,5 mm.
- Versiones DS4 01 - DS4 02 - DS4 03 con boca de impulsión RP 1^{1/2"}.
- Versiones DS4 04 con boca de impulsión RP 1^{1/2"}.
- Versiones DS4 06 - DS4 08 - DS4 12 - DS4 16 con boca de impulsión RP 2".
- Potencia desde 0,37 Kw hasta 5,5 Kw.



Campo de Servicio



DS 4

Serie

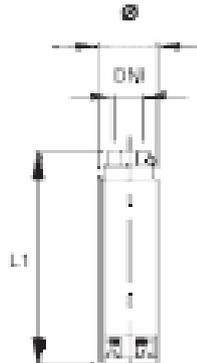
Tabla de materiales

Descripción	Materiales	Norma Europea	Norma USA
Soporte inferior	Acero inoxidable	EN 10213-4-GX5CrNi19-10 (1.4308)	CF-8 ASTM A743
Impulsión	Acero inoxidable	EN 10213-4-GX5CrNi19-10 (1.4308)	CF-8 ASTM A743
Válvula	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Soporte de la válvula	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Junta tórica	Caucho nitrílico (NBR)		
Anillo tope válvula	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Soporte cojinetes	Polycarbonato		
Cojinete	Poliuretano		
Anillo elástico	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Difusor	Polycarbonato		
Difusor (DS4 16)	Noryl®		
Impulsor	Noryl®		
Carcasa difusor	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Pie bomba	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Eje	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Carcasa	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Camisa	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Distanciador	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Filtro	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304
Protector cable	Acero inoxidable	EN 10088-1-X5CrNi18-10 (1.4301)	AISI 304

Identificación del modelo de bomba



DS 4 12



Dimensiones y pesos

Modelo	DN	(mm)		Peso (kg)
		Ø	L1	
DS4 12 07	2"	98	534	5,3
DS4 12 10		98	690	6,7
DS4 12 14		98	989	8,6
DS4 12 17		98	1.092	10,1
DS4 12 19		98	1.195	11
DS4 12 26		98	1.559	14,3

Ø Máximo diámetro de bomba incluido cubrecable y motor

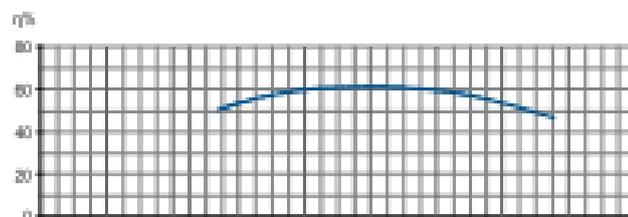
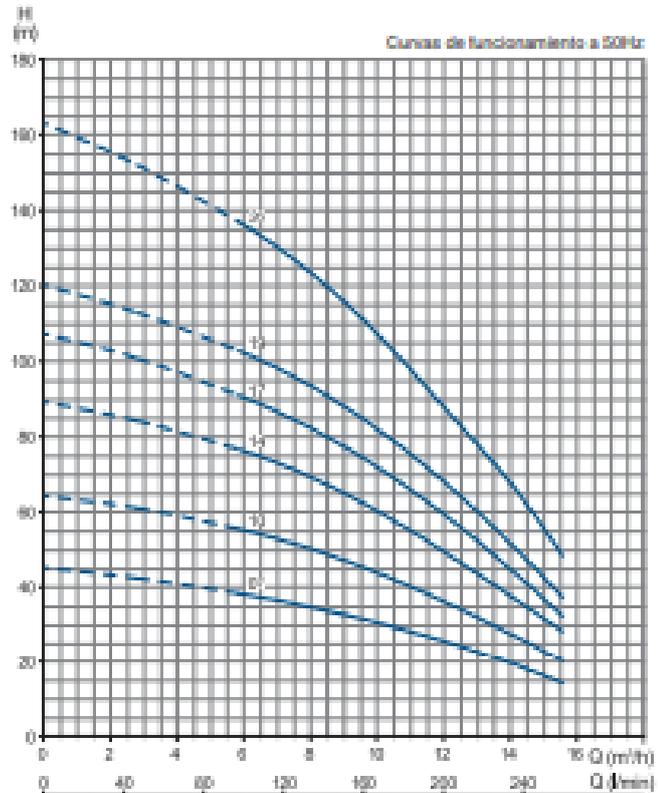


Tabla de selección

Modelo	Etapas	P ₂		l/min m³/h	0	100	120	140	160	180	200	220	240	260
		Kw	Hp		0	6	7,2	8,4	9,6	10,8	12	13	14,4	15,6
DS4 12 07	7	1,5	2	mca	45	37	36	33	31	28	25	22	18	14
DS4 12 10	10	2,2	3		64	54	52	48	44	41	36	32	26	20
DS4 12 14	14	3	4		89	76	72	67	62	56	49	43	35	28
DS4 12 17	17	3,7	5		107	90	86	80	74	67	59	51	42	32
DS4 12 19	19	4	5,5		120	102	97	84	89	76	68	58	48	37
DS4 12 26	26	5,5	7,5		163	136	129	120	111	100	87	75	61	48

Las prestaciones son válidas para líquidos con una densidad de $\rho = 1,0 \text{ kg/dm}^3$ y una viscosidad cinemática de $\nu = 1 \text{ mm}^2/\text{s}$.

13.2. Ficha técnica del variador de frecuencia

Gama de producto

FRENIC SOLAR Ace
El gran especialista en bombeo solar



	3,4 kW	5,75 kW	7,5 kW	12 kW	17 kW	22 kW	27 kW	37 kW	47 kW	57 kW	72 kW	11 kW	15 kW	19,5 kW	22 kW	30 kW	280 kW*
Monofásico 200 V	●	●	●	●													
Trifásico 200 V	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Trifásico 400 V**	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

Toda la gama de producto está disponible con filtro CSB (alimentación CA) integrado excepto 7,5 kW a 19,5 kW.
 *Para potencias > 90 kW, consultar solución.
 **Para potencias superiores a 280 kW, consultar disponibilidad.

¿Por qué el bombeo solar?

- Supone un ahorro importante y los costes son estables y conocidos
- Proporciona independencia energética
- Alta fiabilidad y larga vida útil
- Funcionamiento silencioso y automático
- Fácil capacidad de ampliación
- Mantenimiento mínimo
- Simple de instalar y fácil de poner en marcha.



Funciones específicas de bombeo solar



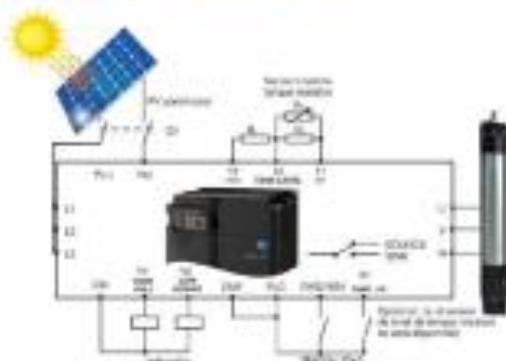
- **Función de cálculo de punto de funcionamiento óptimo.**
En cada amanque el variador determina el punto de funcionamiento óptimo en función de las condiciones ambientales del momento.
- **Criterio de arranque por tensión del panel FV y retardo.**
El variador no se pondrá en marcha si la tensión del panel FV se normaliza bajo. También se aplica un retardo de tiempo (espera).
- **Criterios de parada seleccionables por frecuencia o potencia.**
- **Función de detección de pozo seco.**
Detecta que la bomba no está impulsando agua.
- **Permite controlar motores asíncronos y de imanes permanentes.**
- **Función de bajo consumo.**
Indica que la potencia de salida es baja, por ejemplo, debido al polvo en los paneles solares fotovoltaicos.
- **Función MPPT.**
Durante el funcionamiento busca el punto de trabajo que ofrece la máxima potencia. Las condiciones (principalmente temperatura e irradiancia) cambian durante el funcionamiento.
- **Detección de cambios bruscos en las condiciones (principalmente irradiancia).**
Detecta un cambio repentino en las condiciones de funcionamiento y cambia el punto de trabajo en consecuencia.
- **Dos juegos de ganancias de PID.**
El controlador PID responde con mayor o menor rapidez dependiendo del cambio de condiciones de funcionamiento.
- **Detección de nivel máximo de agua en el depósito.**
Si el nivel del depósito alcanza el nivel máximo, la bomba se detendrá.

Especificaciones generales

	Motor 400 V	Motor 200 V
Voltaje máximo de entrada (Voc)	800 VCC	360 VCC
Voltaje mínimo de entrada (VMPP)	400 VCC	180 VCC
Voltaje recomendado CC	550 – 620 VCC	280 – 330 VCC
Voltaje nominal de entrada CA	Trifásico 380 - 480 VCA; 50/60 Hz	Trifásico 200 - 240 VCA; 50/60 Hz
Voltaje nominal de salida CA	Trifásico 400 VCA	Trifásico 200 VCA
Frecuencia de salida	0 – 400 Hz	
Eficiencia (variador de frecuencia)	97 – 98 %	
Rango temperatura ambiente	-10 a 50 °C	
Ventilación	Natural / Mediante ventilador interno	
Potencia de entrada recomendada	1.2 veces la capacidad de la bomba (mínimo)	
Garantía	3 años	
Filtro CEM* / Salida motor	Incorporado / Opcional (a partir de distancias superiores a 50 m)	

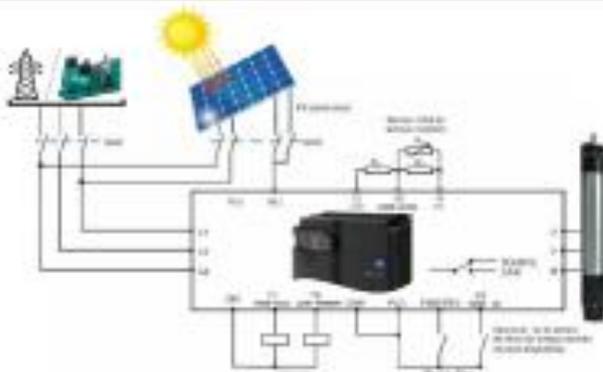
* Para mayor información sobre los filtros CEM (CA / CC), contacte con Fuji Electric.

Tipos de bombeo solar



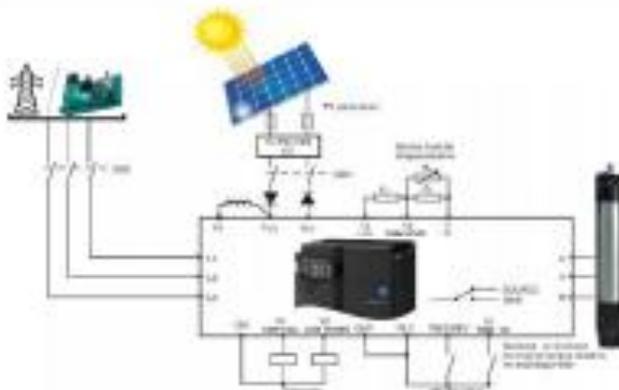
1. Bombeo solar con alimentación fotovoltaica aislada.

El equipo se alimenta exclusivamente con energía solar fotovoltaica. Sistema muy sencillo, económico y autónomo.



2. Bombeo solar con alimentación conmutada. (red eléctrica o generador diesel).

El equipo puede ser alimentado no sólo en CC, mediante paneles fotovoltaicos, sino también en CA con alimentación de red y/o generador diesel, conmutando según las condiciones de operación. Para realizar el cambio de alimentación, es necesario un automatismo de conmutación externo y seguro.



3. Bombeo solar con alimentación asistida (red eléctrica o generador diesel).

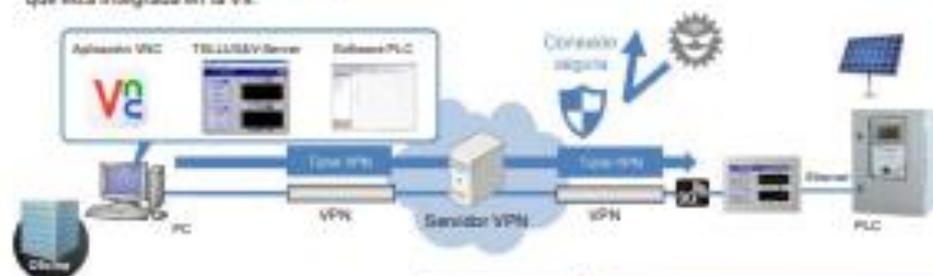
El equipo permite estar alimentado simultáneamente en CA (red o generador) y CC (panel PV). En caso de insuficiente energía solar, el equipo consumirá la energía necesaria de la red o generador diesel conectado. Especialmente recomendado para riegos intensivos.

Opciones

Terminales de operador

■ Conexión remota VPN

Es posible el control y la monitorización de la aplicación gracias a la función VPN que está integrada en la VRL.



Teclado multifunción

Múltiples idiomas:
19 idiomas + uno programable por el cliente



Rango de potencias y dimensiones



Motor (kW)	Rango (200 V - 3~)		Rango (230 V - 3~)		Rango (200 V - 1~)		Conexiones (mm)		
	Modelo	I Nom. (A)	Modelo	I Nom. (A)	Modelo	Entr. (A)	Ø	H	Ø
3,4							Ø	131	Ø117
5,75	FRN000204	4,9	FRN000204	5,1	FRN000204	5	130	130	130
7,2	FRN00404	6,4	FRN00404	6			110	131	130
1,5					FRN000204	6	140	130	130
2,2	FRN000204	8	FRN010204	8,1	FRN010204	11	140	130	130
3,4	FRN000204	6,3	FRN010204	10			140	130	130
4	FRN000204	14,1	FRN000204	14,5			140	130	130
5,6	FRN000204	15,1	FRN000204	16,5			140	130	130
7,2	FRN000204	15,3	FRN000204	18			160	130	130
11	FRN000204	20	FRN000204	20			160	130	130
15	FRN000204	31	FRN000204	36			200	130	130
18,4	FRN000204	38	FRN000204	48			200	130	130
22	FRN000204	48	FRN000204	60			200	130	130
30	FRN000204	60	FRN010204	110			200	130	130
37	FRN000204	75					230,3	130	130
46	FRN000204	97					230,3	130	130
55	FRN000204	112					260,3	130	130
75	FRN000204	138					260,3	130	130
96	FRN000204	175					260,3	130	130
118	FRN000204	219					260,3	130	130
132	FRN000204	230					260,3	130	130
160	FRN000204	286					260,3	130	130
200	FRN000204	377					260,3	130	130
238	FRN000204	415					260,3	130	130
280	FRN000204	520					260,3	130	130

Fuji Electric
Innovating Energy Technology

Fuji Electric Europe GmbH

Ronda Can Fajó 5, Edifici D, Local B · Parc Tecnològic del Vallès · 08290 Cerdanyola (Barcelona)
Tel: +34 93 582 43 33 · Fax: +34 93 582 43 44 · info.spain@fuji-electric-europe.com
www.fuji-electric-europe.com



13.3. Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos



MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

A alta qualidade e confiabilidade dos módulos Canadian Solar está assegurada com sua experiência de 15 anos no mercado, oferecendo módulos bem projetados, com um rigoroso controle de qualidade dos materiais e um sistema de fabricação automatizado, além de serem 100% testados no método EL.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS



Excelente eficiência do módulo de até 16,97 %



Excepcional desempenho em baixa irradiação: 96 %



Alto desempenho em condições PTC de até 92,15 %



Caixas de junção IP67, resistência de longo prazo ao clima



Carga de neve até 5400 Pa e carga de vento até 2400 Pa

25
anos

de garantia de potência de saída linear

10
anos

de garantia do produto em materiais e mão de obra

CERTIFICADOS DO SISTEMA DE GESTÃO*

ISO 9001:2008 / Sistema de gestão de qualidade
ISO 14001:2004 / Sistema de gestão ambiental
OHSAS 18001:2007 / Norma Internacional para segurança e saúde ocupacional

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CDC Au
UL 1703 / IEC 61215 desempenho: listado na CDC (UQ) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ESD: VDE / IEC 62716: VDE
Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
IEC 60809-2-68: SGS



* As exigências de certificação são diferentes em cada mercado, portanto consulte ao seu representante de vendas local da Canadian Solar os certificados válidos para os produtos no região em que atua, sendo Lúndia.

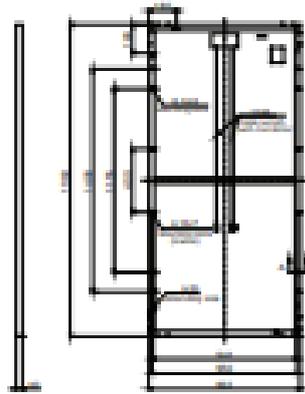
CANADIAN SOLAR INC. está comprometida a fornecer produtos solares, soluções de sistemas solares e serviços de alta qualidade para clientes em todo mundo. Fabricante líder de módulos solares e desenvolvedora de projetos fotovoltaicos, com mais de 20 GW em módulos de mais alta qualidade instalados em todo o mundo desde 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) é uma das empresas de energia solar mais lucrativas do mundo.

CANADIAN SOLAR (BRASIL) INC.

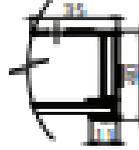
Av. Nações Unidas 11857, 14º andar CEP 04578-900, São Paulo, Brasil | www.canadiansolar.com | sales.br@canadiansolar.com

MÓDULO / DESENHOS DE ENGENHARIA (mm)

Vista Traseira



Seção marco A-A



Furo de montagem



DADOS ELÉTRICOS | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional opt. (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Corrente operacional opt. (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Tensão circuito aberto (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Corrente curto-circuito (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Eficiência do módulo	18.20%	18.46%	18.72%	18.97%
Temperatura operacional	-40°C ~ +85°C			
Tensão do sistema máx.	1000 V (IEC) ou 1000 V (UL)			
Proteção contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Class. máx. fusíveis em série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ +5 W			

* Sob Condições de Teste Padrão (STC) de irradiação de 1000 W/m², espectro AM de 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

DADOS ELÉTRICOS | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (Pmax)	231 W	235 W	239 W	242 W
Tensão operacional opt. (Vmp)	33.7 V	33.9 V	34.0 V	34.2 V
Corrente operacional opt. (Imp)	6.87 A	6.94 A	7.01 A	7.08 A
Tensão circuito aberto (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.5 V
Corrente curto-circuito (Isc)	7.41 A	7.48 A	7.54 A	7.63 A

* Sob Temperatura Operacional Nominal Célula (NOCT), irradiação de 800 W/m², espectro AM 1.5, temperatura ambiente de 20°C, velocidade do vento 1 m/s.

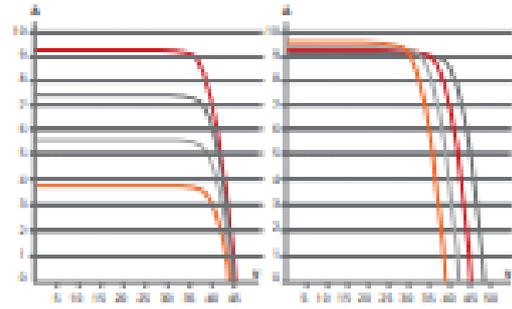
DESEMPENHO A BAIXA IRRADIAÇÃO

Desempenho excepcional em ambientes de baixa irradiação, média de eficiência relativa de 96.0% a partir de uma irradiação de 1000 W/m² a 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

A especificação e os principais recursos descritos nesta folha técnica podem ser um pouco diferentes e não estão garantidos. Devido à contínua inovação, pesquisa e melhoria de produtos, a Canadian Solar Inc. reserva-se o direito de fazer modificações nas especificações descritas neste documento a qualquer momento e sem aviso prévio. Sempre adquira e verifique mais recente da folha técnica, que deve ser devidamente incorporada ao conteúdo legal fornecido pelas partes regulamentando todas as transações relativas à compra e venda dos produtos aqui descritos.

Atenção: Apenas para uso profissional. A instalação e manuseio de módulos fotovoltaicos requerem habilidades profissionais. Apenas profissionais qualificados devem realizar as. Leia as instruções de segurança e instalação antes de usar os módulos.

CS6U-320P / CURVAS I-V



DADOS MECÂNICOS

Especificação	Dados
Tipo célula	Polícristalina, 6 polegadas
Configuração cél.	72 (6x12)
Dimensões	1060 x 992 x 40 mm (77.2 x 39.1 x 1.57 in)
Peso	22.4 kg (49.4 lbs)
Vidro dianteiro	Vidro temperado de 3.2 mm
Material do marco	Alumínio anodizado
J-Box	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Conectores	T4 series ou PV2 series
Por Pallet	26 peças, 635 kg (1400 lbs)
Por Container (40' HQ)	624 peças

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificações	Dados
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0.41 % / °C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0.31 % / °C
Coefficiente de temperatura (Isc)	0.053 % / °C
Temp. operacional nominal da célula	43±2 °C

SEÇÃO DO PARCEIRO



13.4. Ficha técnica de las baterías



J185H-AC DATA SHEET

MODEL: J185H-AC with Bayonet Cap
VOLTAGE: 12
DIMENSIONS: inches (mm)
BATTERY: Flooded/wet lead-acid battery
COLOR: Maroon (case/cover)
MATERIAL: Polypropylene
WATERING SYSTEM: Single-Point Watering Kit



PRODUCT SPECIFICATIONS

BIC GROUP SIZE	TYPE	CAPACITY* Minutes		CAPACITY* Amp-Hours (AH)				ENERGY (Wh)	TERMINAL TYPE*	DIMENSIONS* inches (mm)			WEIGHT (lb. /kg)
		1/10 Amps	1/5 Amps	1-4 Rate	10-40 Rate	20-40 Rate	100-40 Rate			Length	Width	Height	
12 VOLT DEEP CYCLE BATTERY - with T2 TECHNOLOGY™													
K31	J185H-AC*	440	111	185	207	225	240	2,98	6	14.07 (358)	6.81 (174)	14.71 (374)	100 (54)

A. The number of minutes a battery can deliver when discharged at a constant rate at 80°F (27°C) and maintain a voltage above 1.75 V/cell. Capacities are based on peak performance.
 B. The amount of amp hours (AH) a battery can deliver when discharged at a combination of 80°F (27°C) and 80°F (20°C) for the 1-hour rate and maintain a voltage above 1.75 V/cell. Capacities are based on peak performance.
 C. Dimensions are based on external size. Dimensions may vary depending on style of hardware terminal.
 D. Dimensions taken from bottom of the battery to the highest point on the battery. Heights may vary depending on style of terminal.
 E. Terminal images are representative only.
 Trojan's battery testing procedures adhere to both IEC and SAE test standards.

CHARGING INSTRUCTIONS

CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)				
System Voltage	12V	24V	36V	48V
Absorption Charge	14.8	29.6	44.4	59.2
Float Charge	13.2	26.4	39.6	52.8
Equalize Charge	15.5	31.0	46.5	62.0

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

TERMINAL CONFIGURATIONS

A	B	Automotive Post & Stud Terminal
Terminal Height (Inches /mm)		
.79 (20)		
Torque Values in lb (Nm)		
Stack 95 - 108 (11 - 12)		
AP: 80 - 20 (8 - 8)		
Bolt Size		
5/16"		

*Optional Case



CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

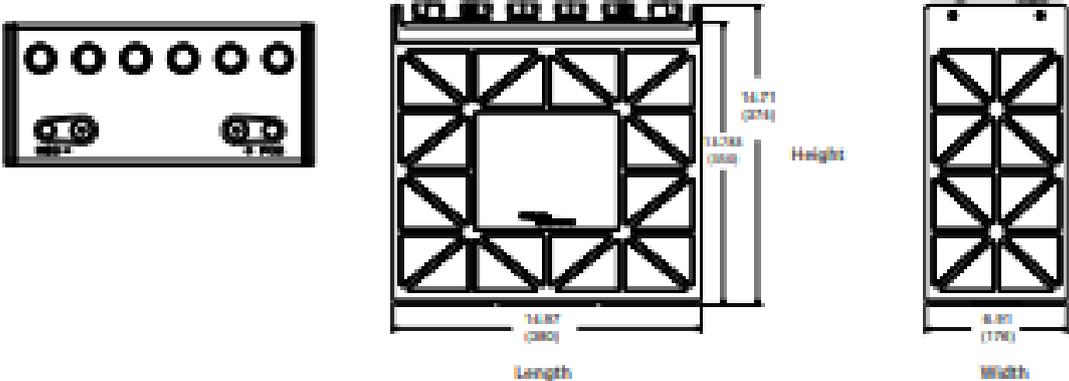
.028 VPC for every 10°F (5.55°C) above or below 77°F (25°C) (add .028 VPC for every 10°F (5.55°C) below 77°F and subtract .028 VPC for every 10°C above 77°F).

OPERATIONAL DATA

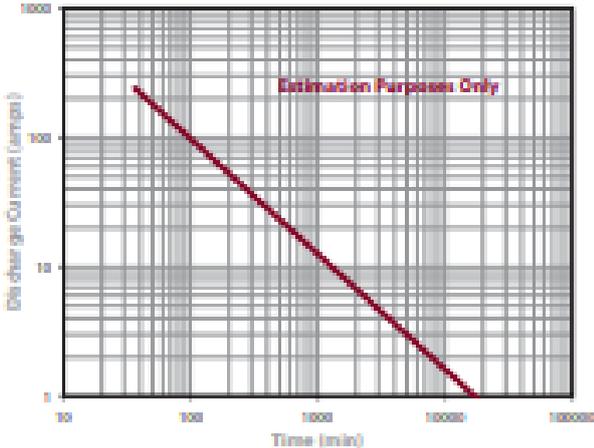
Operating Temperature	Self Discharge
-4°F to 113°F (-20°C to +45°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	5 - 15% per month depending on storage temperature conditions.

J185H-AC DATA SHEET

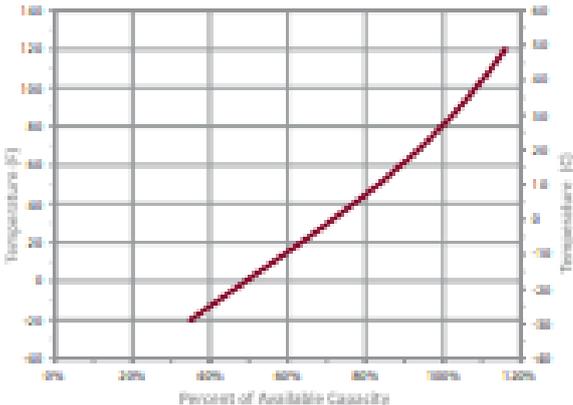
BATTERY DIMENSIONS (shown with DT)



TROJAN J185H-AC PERFORMANCE



PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



Trojan batteries are available worldwide through Trojan's Master Distributor Network. We offer outstanding technical support, provided by full-time application engineers.

For a Trojan Master Distributor near you, call 800.423.6569 or + 1.562.236.3000 or visit www.trojanbattery.com
12380 Clark Street, Santa Fe Springs, CA 90670 - USA

© 2017 Trojan Battery Company. All rights reserved. Trojan Battery Company is not liable for damages that may result from any information provided in or omitted from this publication, under any circumstances. Trojan Battery Company reserves the right to make adjustments to this public document at any time, without notice or obligation. Please check the Trojan Battery website (www.trojanbattery.com) for the most up-to-date information.

13.5. Ficha técnica del regulador



Modelo: PC1500B-60DU

PC1500B Series PWM - Regulador carga solar

Características:

- En intensidades 10A 20A 30A 40A 50A 60A.
- Pantalla LCD de fácil lectura.
- Operación sencilla por botones.
- Detección automática de voltaje del sistema.
- Algoritmo carga inteligente PWM.
- Protección ajustable carga-descarga.
- Compensación automática por temperatura.
- Selección de tecnología de batería.
- Protección de corriente inversa de batería.
- Desconexión de batería por bajo voltaje (LVD).
- Protección polaridad invertida en batería.
- Protección por sobre-voltaje.
- Puertos para carga USB en modelos hasta 40A.

Introducción:

Este regulador solar de carga y descarga inteligente tiene una interfaz sencilla y visual gracias a su pantalla LCD de grandes dimensiones. Muchos parámetros de control se pueden ajustar con gran flexibilidad en función de nuestros requisitos.

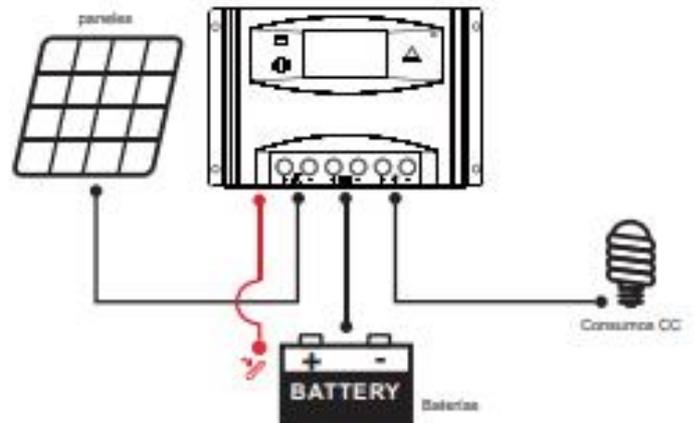
LCD Información Display



1. Terminal positivo fotovoltaico
Terminal negativo fotovoltaico
2. Terminal positivo batería
Terminal negativo batería
3. Terminal carga CC positivo
Terminal carga CC negativo
4. Pantalla LCD

Nº	Pulsación	Función
5.	Corta	Siguiente visualización; Incremento mientras está en ajustes
	Larga (23 s)	Incremento continuo mientras está en ajustes
6.	Corta	Visualización previa; Decremento mientras está en ajustes
	Larga (23 s)	Decremento continuo mientras está en ajustes
7.	Corta	Interruptor consumo CC; Entrar configuración / guardar
	Larga (23 s)	Entrar/salir menú secundario

Conexión al sistema solar:



Funciones:



Detalles internos



Estabilidad, gran eficiencia, integración



Diseño de circuitería optimizado



SOM Diseño robusto y fiable



Materiales de gran calidad

PC1500B SERIES Controladores



Modelos: PC1500B-10 y 20A



Voltaje trabajo: 12-24V Auto-detección
Corriente carga: 10A y 20A
Puertos USB: 5V, 1A x 2
Tamaño LCD: 2.2"



Modelos: PC1500B-30 y 40A



Voltaje trabajo: 12-24V Auto-detección
Corriente carga: 30A y 40A
Puertos USB: 5V, 1A x 2
Tamaño LCD: 2.2"



Modelos: PC1500B-50D / 5048D

Voltaje: 12-24V Auto-detección y modelo 48V
Corriente carga: 50A
Tamaño LCD: 2.6"



Modelos: PC1500B-60D / 6048D

Voltaje: 12-24V Auto-detección y modelo 48V
Corriente carga: 60A
Tamaño LCD: 2.6"

Aplicación



Sistemas portátiles,
embarcaciones & recreo



Añada
sistema solar casero



Granja solar de generación

Modelo		PC1500B-10-20		PC1500B-30-40		PC1500B-50-60		PC1500B-6048D	
Entrada	Voltaje PV	≤50V						≤100V	
	Intensidad nominal	10A	20A	30A	40A	50A	60A	50A	60A
Salida	Voltaje sistema	12/24V Auto						48V	
	Desconexión por alto voltaje	16.00V x 1' x 2' x 3' x 4 (0.5V)							
	Intensidad descarga nominal	10A	20A	30A	40A	50A	60A	50A	60A
	Autoconsumo	≤13mA						≤25mA	
	Caída de tensión circuito carga	≤0.24V						≤0.25V	
	Caída de tensión circuito descarga	≤0.10V						≤0.10V	
	Modo de carga	PWM 4-etapas carga, absorción, flotación, recualización							
	Voltaje Carga Flotación	13.8V (13V~15V) x 1' x 2' x 3' x 4							
	Voltaje Carga Absorción	2 horas duración		14.4V (13V~15V) x 1' x 2' x 3' x 4					
	Voltaje Carga Recualización			14.8V (13V~15.5V) x 1' x 2' x 3' x 4					
Protección Bajo Voltaje	10.7V (10V~14V) x 1' x 2' x 3' x 4								
Reconexión Bajo Voltaje	12.6V (10V~14V) x 1' x 2' x 3' x 4								
Salida USB	5V, 1A x2				No tiene				
Características físicas	Sección cableado	≤8mm ²		≤16mm ²		≤16mm ²		≤16mm ²	
	Temperatura trabajo	-20°C~55°C							
	Tamaño (L x W x H)	188 x 95 x 46.5mm				188 x 111 x 54mm			
	Peso neto	305g				407g			

13.6. Ficha técnica del inversor

SOLAR INVERTER

Inversores de conexión a red Sunways NT 6000, NT 5000, NT 4000 y NT 2600

Gracias a la tecnología HERIC® que incorporan, los inversores de conexión a red de la serie NT de Sunways ofrecen una eficiencia máxima de hasta un 97,5 % y garantizan un excelente rendimiento incluso en régimen de carga parcial. Con esta tecnología, todo son ventajas: la relación calidad-precio, el rendimiento energético, y lo que supone para su bolsillo.



Mayor rendimiento gracias a la topología HERIC®

Entre las prestaciones de la topología HERIC® destacan sobre todo dos: Una excelente eficiencia total y una entrega de potencia especialmente estable y elevada, incluso en régimen de carga parcial. Aquí, el sistema demuestra su capacidad ofreciendo la máxima eficiencia a una carga de tan sólo un 25%. La máxima garantía para las mejores prestaciones y un excelente rendimiento.

Regulación MPPT precisa para un rendimiento óptimo en todo momento

El funcionamiento del inversor de conexión a red Sunways no se ve afectado ni siquiera por las peores inclemencias del tiempo, gracias a la regulación MPPT rápida y precisa. El ajuste inmediato y la máxima precisión de los parámetros operativos, permiten el máximo aprovechamiento de la fuerza del sol en cada situación. Nuestra contribución a la tecnología punta.

Todo en uno

El equipamiento básico incluye:

- Bastidor de montaje para una instalación fácil y rápida
- Pantalla de dos líneas que indica todo los datos operativos relevantes
- Registrador de datos integrado para el registro de los datos operativos
- Puertos RS485 y RS232 para la interconexión de varios inversores y la conexión a un PC o al Sunways Communicator
- Relé de aviso sin potencial para la conexión de dispositivos de alarma externos
- Nuevo software NT Monitor 2.0 para la evaluación de los datos operativos

Información y Ventas

Sunways AG - Photovoltaic Technology - Sucursal en España
C / Antic Camí Real de València, 38 - E-08860 Castelldefels
Teléfono +34 93 6649440 - Telefax +34 93 6649447
E-Mail info@sunways.es - www.sunways.es

sunways
Photovoltaic Technology

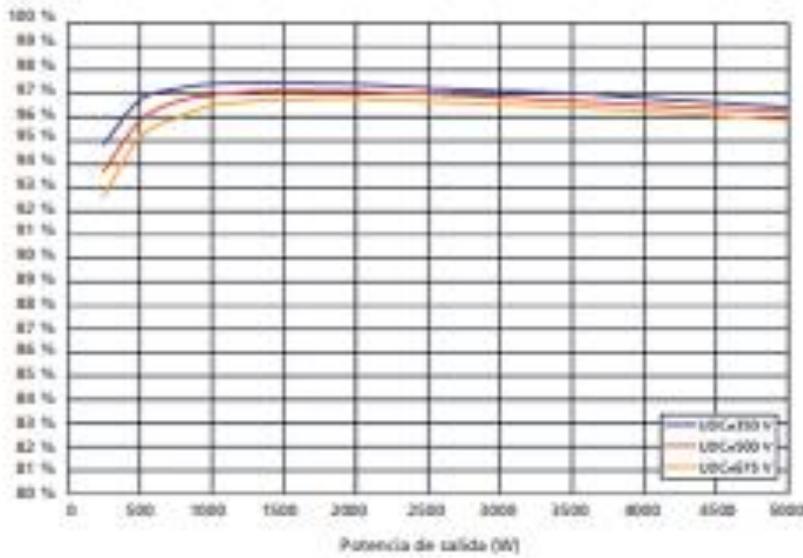
Datos técnicos de los inversores de conexión a red Sunways

Inversores de conexión a red Sunways	NT 6000	NT 5000	NT 4000	NT 2600
Potencia máxima del generador solar	6250 W	5000 W	4125 W	2750 W
Potencia nominal entrada CC recomendada	5200 W	4200 W	3400 W	2200 W
Corriente máxima CC	18 A	13 A	10 A	7 A
Intensidad nominal CC	13 A	10,8 A	8,5 A	5,75 A
Potencia en modo standby	9 W			
Potencia nocturna	< 0,15 W			
Potencia de arranque	15 W			
Tensión nominal CC	600 V			
Rango de tensión MPP	De 250 V a 750 V			
Tensión máxima CC	850 V			
Tensión de conexión	410 V			
Tensión de desconexión	240 V			
Número de entradas	2 (con adaptador: 4)			
Eficiencia máxima	97,5 %	97,5 %	97,4 %	97,4 %
Eficiencia europea	97,6 %	97,1 %	97,1 %	96,9 %
Topología HERIC [®]	SI			
Potencia nominal de salida CA	5000 W	4200 W	3300 W	2200 W
Potencia máxima CA	5000 W	4200 W	3300 W	2200 W
Intensidad nominal CA	26 A	17,4 A	14,3 A	9,6 A
Corriente máxima CA	27,3 A	22,8 A	17,9 A	12,8 A
Dimensionado de protecciones conexión a red	25 A	25 A	25 A	16 A
Frecuencia nominal	50 Hz			
Tensión de red	230 V			
Factor de distorsión con Pn	< 3 %			
Factor de potencia reactiva (cos phi)	Aprox. 1			
Forma de onda	Senoidal			
Control de tensión de red	Integrado (según RD 1663/2000)			
Control de defecto a tierra	RCD			
Control de aislamiento, frecuencia y corriente continua	Integrado (según RD 1663/2000)			
Característica de salida	Fuente de corriente			
Fases necesarias, número de conexiones a red	1			
Número de fases de inyección (230 V monofásica)	1			
Interfaz de datos	RS232 externa, RS485, relé de aislamiento potencial			
Interfaz para sensores	Radiación, temperatura			
Pantalla	LCD, 2 x 16 posiciones			
Grado de protección IP según IEC 60529	IP 54			
Humedad relativa máxima	95 %			
Refrigeración, rango de temperaturas a plena carga	Convección natural, de -25 °C a 40 °C			
Dimensiones (Al x An x F), Peso	515 x 300 x 190 mm, 26 kg			
Nivel de ruido	Insonoro (< 35 dB (A))			
Garantía estándar (opcional)	5 años (10 años)			

Modificaciones técnicas reservadas, versión 03/2007

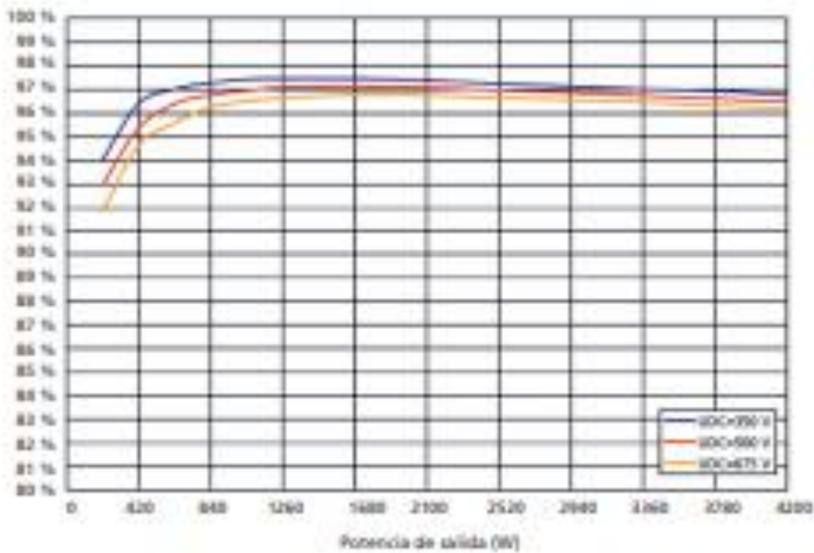
Cargas de eficiencia de los inversores de conexión a red Suggway NT 6000 y NT 5000

Carga de eficiencia NT 6000



Potencia de salida (%)	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0	Más	Menos
110V	84,8	86,7	87,2	87,8	87,5	87,3	87,4	87,2	87,1	87,0	86,8	86,8	86,8	86,8	86,8	97,3	97,0
90V	84,1	85,8	86,7	86,9	87,1	87,2	87,1	87,0	86,9	86,7	86,5	86,4	86,2	86,2	86,2	97,1	96,7
67V	82,7	85,1	86,0	86,3	86,7	86,7	86,8	86,1	86,1	86,4	86,2	86,1	86,1	86,1	86,1	96,8	96,2

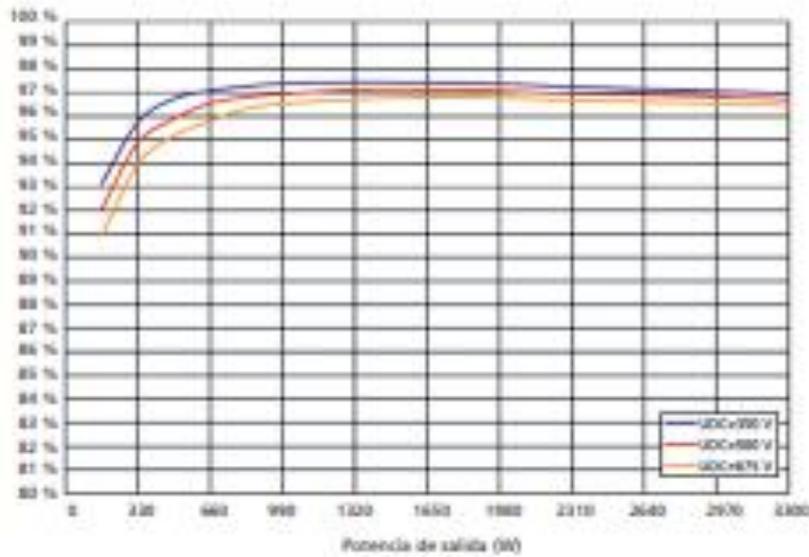
Carga de eficiencia NT 5000



Potencia de salida (%)	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0	Más	Menos
110V	85,1	86,8	87,0	87,4	87,4	87,5	87,3	87,4	87,2	87,1	87,0	86,9	86,8	86,8	86,8	97,3	97,1
90V	84,0	85,4	86,4	86,8	87,0	87,1	87,1	87,1	87,0	86,9	86,7	86,6	86,5	86,5	86,5	97,1	96,7
67V	81,8	84,7	85,8	86,1	86,5	86,8	86,8	86,8	86,7	86,9	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5	96,8	96,2

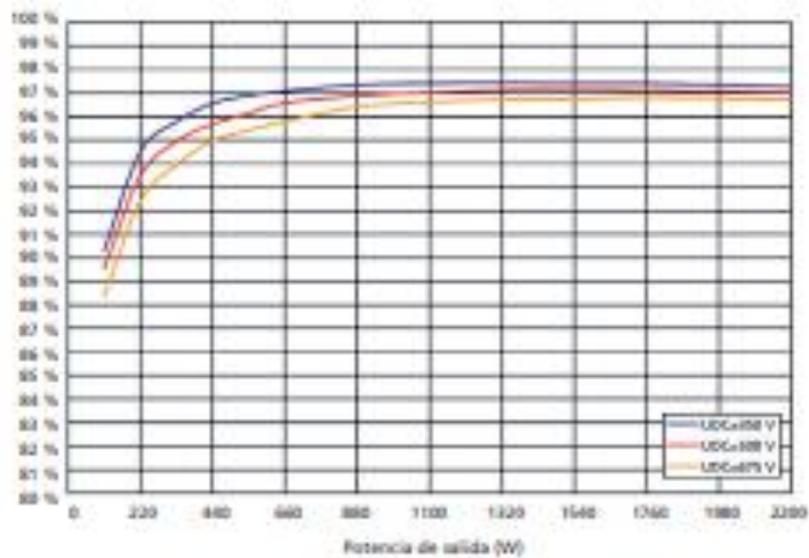
Curvas de eficiencia de los inversores de conexión a red Sunways NT 4000 y NT 2600

Curva de eficiencia NT 4000



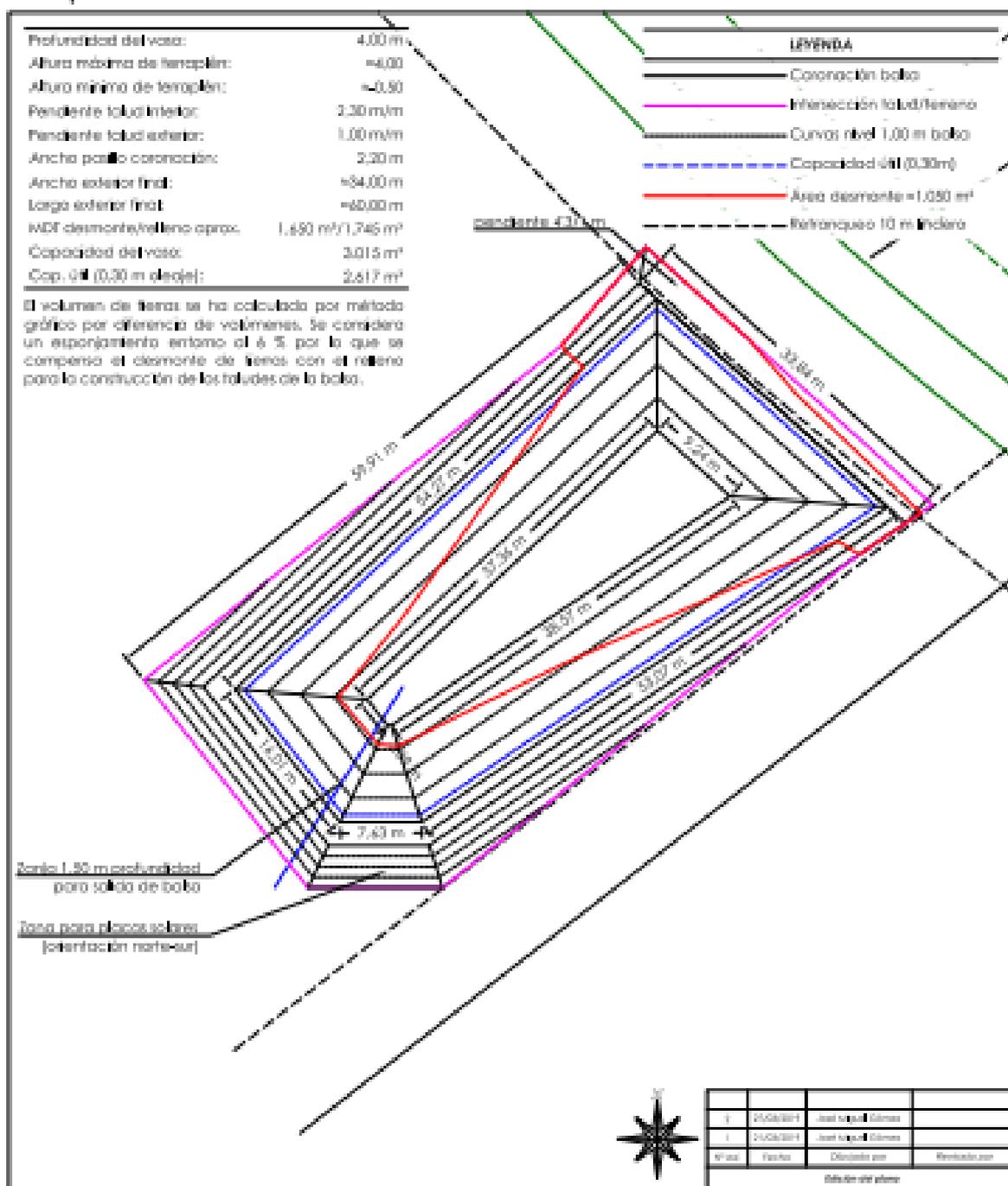
Potencia de salida (%)	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0	Max	Euro
eficiencia	89,1	95,7	96,7	97,3	97,3	97,4	97,4	97,0	97,0	97,3	97,1	97,1	97,0		97,4	97,1
	89,1	95,9	96,9	97,5	97,5	97,6	97,1	97,3	97,1	97,9	97,9	97,8	97,7		97,1	96,7
	89,9	96,0	97,2	97,8	97,7	97,7	97,7	97,9	97,9	97,7	97,6	97,5	97,5		96,8	96,2

Curva de eficiencia NT 2600



Potencia de salida (%)	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0	Max	Euro
eficiencia	89,3	94,3	95,8	96,6	96,9	97,1	97,3	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	96,9
	89,3	94,3	95,9	96,7	97,1	97,4	97,9	97,8	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,1	96,8
	89,6	94,4	95,9	97,0	97,4	97,8	97,6	97,6	97,7	97,8	97,8	97,8	97,8	97,7	96,8	95,8

13.7. Plano de la balsa



MODERNIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN AGRARIA EN VARIAS FINCAS RURALES PARA CULTIVOS FRUTALES EN PARAJE ROMERAL T.M. DE ZURGENA, ALMERÍA

EXPEDIENTE: 180250
 UBICACIÓN: Pol. 2. par. 575, T.M. de Zurgena
 UTM ETRS89 HUSO 30: X = 587.000 m Y = 41.42.400 m
 PETICIONARIO: Francisco Javier

PLANO: **CV02**
DISEÑO DE Balsa DE RIEGO 3.000 m³

AGROSOLMEN
 ESCALA: 1:500



El Ingeniero Agrónomo

Manuel Soler Méndez, Colegiado 3000579 en COIAM

Dip. Gestión, Ctra. La Pulgana, Parcel 80, nº 520 - 38016 Lorca (Murcia)
 Tel. y fax: 968463804 - Móvil: 628338326 - e-mail: info@agrosolmen.es - www.agrosolmen.es