



**Universidad
Zaragoza**

Proyecto Fin de Carrera

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN UNA GRANJA DE POLLOS EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE ROBRES (HUESCA).

Autor

Juan Manuel Clemente-Alloza Lasheras

Directores

Javier Aguirre de Juana

Hugo Malón Litago

Escuela Politécnica Superior de Huesca

2013



Universidad
Zaragoza

Proyecto Fin de Carrera

MEMORIA

Autor

Juan Manuel Clemente-Alloza Lasheras

Directores

Javier Aguirre de Juana

Hugo Malón Litago

Escuela Politécnica Superior de Huesca

2013

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| 1.INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1. OBJETIVO | 1 |
| 1.2. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO | 1 |
| 1.3. CONSUMO | 3 |
| 1.4. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD A DESARROLLAR..... | 3 |
| 2. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA..... | 4 |
| 2.1. INTRODUCCIÓN | 4 |
| 2.2. INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA..... | 5 |
| 2.2.1. INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA..... | 5 |
| 2.2.2. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA | 7 |
| 2.3. DESARROLLO HISTÓRICO DEL MERCADO FOTOVOLTAICO | 8 |
| 2.3.1. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO | 8 |
| 2.3.1.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA | 8 |
| 2.3.2. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EUROPA..... | 12 |
| 2.3.2.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA | 12 |
| 2.3.2.2. EL MERCADO EUROPEO EN 2011 Y PREVISIÓN HASTA 2016 | 15 |
| 2.3.3. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA | 17 |
| 2.3.3.1. PRINCIPALES LEYES QUE REGULAN LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA | 17 |
| 2.3.3.2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA | 18 |
| 2.3.3.3. PREVISIÓN DE FUTURO..... | 20 |
| 2.3.3.4. DISTRIBUCIÓN ACTUAL..... | 21 |
| 3. METODOLOGÍA..... | 22 |
| 3.1. NECESIDADES PREVIAS AL DIMENSIONADO..... | 22 |
| 3.1.1. CONSUMO DE LA EXPLOTACIÓN | 22 |
| 3.1.2. RADIACIÓN DEL LUGAR | 24 |
| 3.2. DIMENSIONADO DE LA EXPLOTACIÓN | 28 |
| 3.2.1. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA. 28 | |
| 3.2.1.1. ELECCIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES | 29 |
| 3.2.1.2. DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES | 33 |
| 3.2.1.3. ORIENTACIÓN Y SOMBREADO..... | 35 |
| 3.2.1.4. PRODUCCIÓN..... | 38 |
| 3.2.1.5. CONEXIÓN SERIE-PARALELO DE LOS PANELES..... | 39 |

| | |
|---|----|
| 3.2.1.6. ELECCIÓN DEL REGULADOR..... | 40 |
| 3.2.1.7. ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS | 41 |
| 3.2.1.8. ELECCIÓN DEL INVERSOR | 42 |
| 3.2.1.9. GENERADOR AUXILIAR | 43 |
| 3.2.1.10. CASETA ELÉCTRICA | 44 |
| 3.2.1.10.1. ILUMINACIÓN | 46 |
| 3.2.1.10.2. ALUMBRADO DE EMERGENCIA | 48 |
| 3.2.1.11. SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS..... | 49 |
| 3.2.1.12. SIMULACIÓN..... | 50 |
| 3.2.2. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA. | 52 |
| 3.2.2.1. ORIENTACIÓN Y SOMBREADO..... | 52 |
| 3.2.2.2. PRODUCCIÓN..... | 53 |
| 3.2.2.3. ELECCIÓN DEL REGULADOR..... | 54 |
| 3.2.2.4. ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS | 55 |
| 3.2.2.5. ELECCIÓN DEL INVERSOR | 56 |
| 3.2.2.6. CASETA ELÉCTRICA | 57 |
| 3.2.2.6.1. ILUMINACIÓN | 59 |
| 3.2.2.6.2. ALUMBRADO DE EMERGENCIA | 61 |
| 3.2.2.7. SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS..... | 62 |
| 3.2.2.8. SIMULACIÓN..... | 63 |
| 3.2.2. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED..... | 64 |
| 3.2.3.1. TAMAÑO DE LA INSTALACIÓN..... | 64 |
| 3.2.3.2. CONEXIÓN SERIE-PARALELO DE LOS PANELES..... | 64 |
| 3.2.3.3. ELECCIÓN DEL INVERSOR | 66 |
| 3.2.3.4. CASETA ELÉCTRICA | 69 |
| 3.2.3.4.1. ILUMINACIÓN | 70 |
| 3.2.3.4.2. ALUMBRADO DE EMERGENCIA | 72 |
| 3.2.3.5. SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS..... | 73 |
| 3.2.3.6. SIMULACIÓN..... | 73 |
| 3.3. CÁLCULO DE CONDUCTORES Y APARAMENTA DE SEGURIDAD | 74 |
| 3.3.1. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA. | 78 |
| 3.3.1.1. TRAMO SEGUIDORES - REGULADOR | 79 |
| 3.3.1.2. TRAMO REGULADOR - BATERÍAS | 88 |
| 3.3.1.3. TRAMO GENERADOR - REGULADOR | 90 |

| | |
|--|-----|
| 3.3.1.4. TRAMO GENERADOR - CGP | 90 |
| 3.3.1.5. TRAMO REGULADOR - INVERSOR..... | 91 |
| 3.3.1.6. TRAMO INVERSOR - CGP | 94 |
| 3.3.1.7. TRAMO CGP - CSMP DE LA GRANJA | 95 |
| 3.3.1.8. ILUMINACIÓN DE LA CASETA ELÉCTRICA | 96 |
| 3.3.1.9. ALIMENTACIÓN DE LOS SEGUIDORES | 99 |
| 3.3.1.10. TUBOS PROTECTORES | 100 |
| 3.3.1.11. PUESTA A TIERRA..... | 101 |
| 3.3.2. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA | 102 |
| 3.3.2.1. TRAMO SEGUIDORES - REGULADOR | 103 |
| 3.3.2.2. TRAMO REGULADOR - BATERÍAS | 108 |
| 3.3.2.3. TRAMO REGULADOR - INVERSOR..... | 111 |
| 3.3.2.4. TRAMO INVERSOR - CGP | 113 |
| 3.3.2.5. TRAMO CGP – CGMP DE LA GRANJA..... | 114 |
| 3.3.2.6. ILUMINACIÓN DE LA CASETA ELÉCTRICA | 115 |
| 3.3.2.7. ALIMENTACIÓN DE LOS SEGUIDORES | 118 |
| 3.3.2.8. TUBOS PROTECTORES | 119 |
| 3.3.2.9. PUESTA A TIERRA..... | 120 |
| 3.3.3. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA | 122 |
| 3.3.3.1. TRAMO SEGUIDORES - CMP | 122 |
| 3.3.3.2. TRAMO CMP - INVERSOR | 129 |
| 3.3.3.3. TRAMO INVERSOR - ICP | 130 |
| 3.3.3.4. ICP..... | 131 |
| 3.3.3.5. TRAMO ICP – CONEXIÓN A RED | 131 |
| 3.3.3.6. ILUMINACIÓN DE LA CASETA ELÉCTRICA | 133 |
| 3.3.3.7. ALIMENTACIÓN DE LOS SEGUIDORES | 135 |
| 3.3.3.8. TUBOS PROTECTORES | 136 |
| 3.3.3.9. PUESTA A TIERRA..... | 137 |
| 4. RESULTADOS | 138 |
| 4.1. CONSUMO | 138 |
| 4.2. DIMENSIONADO | 140 |
| 4.2.1. INTRODUCCIÓN | 140 |
| 4.2.2. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA | 140 |
| 4.2.3. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA..... | 142 |

| | |
|---|-----|
| 4.2.4. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA. | 144 |
| 4.3. PRODUCCIÓN..... | 144 |
| 4.3.1. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA..... | 144 |
| 4.3.1.1. SOBREPDUCCIÓN..... | 145 |
| 4.3.2. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA..... | 145 |
| 4.3.2.1. SOBREPDUCCIÓN..... | 147 |
| 4.3.3. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA. | 147 |
| 4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO | 148 |
| 4.4.1. TARIFA ELÉCTRICA | 148 |
| 4.4.2. PRÉSTAMO FINANCIERO..... | 150 |
| 4.4.3. ÍNDICES DE RENTABILIDAD | 151 |
| 4.4.4. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA..... | 153 |
| 4.4.4.1. ALTERNATIVA 1-1. TARIFA ELÉCTRICA ACTUAL..... | 153 |
| 4.4.4.1.1. RESUMEN DEL PRESUPUESTO | 153 |
| 4.4.4.1.2. COBROS ORDINARIOS..... | 153 |
| 4.4.4.1.3. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 153 |
| 4.4.4.1.4. PAGOS ORDINARIOS | 154 |
| 4.4.4.1.5. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 156 |
| 4.4.4.2. ALTERNATIVA 1-2. 5% SOBRE LA TARIFA ELÉCTRICA ACTUAL..... | 157 |
| 4.4.4.2.1. COBROS ORDINARIOS..... | 158 |
| 4.4.4.2.2. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 158 |
| 4.4.4.2.3. PAGOS ORDINARIOS | 158 |
| 4.4.4.2.4. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 158 |
| 4.4.4.3. ALTERNATIVA 1-3. 10% SOBRE LA TARIFA ELÉCTRICA ACTUAL..... | 159 |
| 4.4.4.3.1. COBROS ORDINARIOS..... | 160 |
| 4.4.4.3.2. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 160 |
| 4.4.4.3.3. PAGOS ORDINARIOS | 160 |
| 4.4.4.3.4. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 160 |
| 4.4.4.4. UMBRAL DE RENTABILIDAD | 161 |
| 4.4.5. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA..... | 162 |
| 4.4.5.1. ALTERNATIVA 2-1. TARIFA ELÉCTRICA ACTUAL..... | 162 |
| 4.4.5.1.1. RESUMEN DEL PRESUPUESTO | 163 |
| 4.4.5.1.2. COBROS ORDINARIOS..... | 163 |
| 4.4.5.1.3. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 163 |

| | |
|--|-----|
| 4.4.5.1.4. PAGOS ORDINARIOS | 164 |
| 4.4.5.1.5. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 165 |
| 4.4.5.2. ALTERNATIVA 2-2. 5% SOBRE LA TARIFA ELÉCTRICA ACTUAL..... | 166 |
| 4.4.5.2.1. COBROS ORDINARIOS | 166 |
| 4.4.5.2.2. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 166 |
| 4.4.5.2.3. PAGOS ORDINARIOS | 166 |
| 4.4.5.2.4. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 167 |
| 4.4.5.3. ALTERNATIVA 2-3. 10% SOBRE LA TARIFA ELÉCTRICA ACTUAL..... | 168 |
| 4.4.5.3.1. COBROS ORDINARIOS | 168 |
| 4.4.5.3.2. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 168 |
| 4.4.5.3.3. PAGOS ORDINARIOS | 168 |
| 4.4.5.3.4. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 169 |
| 4.4.5.4. UMBRAL DE RENTABILIDAD | 170 |
| 4.4.6. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA. | 171 |
| 4.4.6.1. ALTERNATIVA 3-1. RETRIBUCIÓN POR KWH ACTUAL..... | 171 |
| 4.4.6.1.1. RESUMEN DEL PRESUPUESTO | 172 |
| 4.4.6.1.2. COBROS ORDINARIOS..... | 173 |
| 4.4.6.1.3. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 173 |
| 4.4.6.1.4. PAGOS ORDINARIOS | 174 |
| 4.4.6.1.5. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 174 |
| 4.4.6.2. ALTERNATIVA 3-2. 5% SOBRE LA RETRIBUCIÓN ACTUAL | 175 |
| 4.4.6.2.1. COBROS ORDINARIOS | 175 |
| 4.4.6.2.2. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 176 |
| 4.4.6.2.3. PAGOS ORDINARIOS | 176 |
| 4.4.6.2.4. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 176 |
| 4.4.6.3. ALTERNATIVA 3-3. 10% SOBRE LA RETRIBUCIÓN ACTUAL | 177 |
| 4.4.6.3.1. COBROS ORDINARIOS | 177 |
| 4.4.6.3.2. SUBVENCIONES Y AYUDAS..... | 178 |
| 4.4.6.3.3. PAGOS ORDINARIOS | 178 |
| 4.4.6.3.4. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN..... | 178 |
| 4.4.6.4. UMBRAL DE RENTABILIDAD | 179 |
| 5. CONCLUSIONES | 181 |
| 6. BIBLIOGRAFÍA | 184 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1.1. Parcela. Sigpac..... | 2 |
| Figura 1.2. Accesos a la explotación..... | 2 |
| Figura 1.3. Consumo mensual de la explotación (I) | 3 |
| Figura 1.4. Interior de la explotación | 3 |
| Figura 2.1. Esquema de una instalación aislada..... | 6 |
| Figura 2.2. Instalación aislada. Estación de bombeo | 7 |
| Figura 2.3. Esquema de una instalación conectada a red..... | 7 |
| Figura 2.4. Instalaciones conectadas a red. Huerto solar y edificio fotovoltaico | 8 |
| Figura 2.5. Evolución de la potencia acumulada en el mundo. EPIA | 9 |
| Figura 2.6. Evolución de las nuevas instalaciones en el mundo. EPIA | 10 |
| Figura 2.7. Potencia acumulada por habitante (MW). EPIA | 11 |
| Figura 2.8. Potencia acumulada en el mundo por países. EPIA | 11 |
| Figura 2.9. Evolución de la potencia acumulada en Europa. EPIA | 12 |
| Figura 2.10. Evolución de las nuevas instalaciones en Europa. EPIA..... | 13 |
| Figura 2.11. Potencia acumulada por habitante (MW). EPIA | 14 |
| Figura 2.12. Mercado europeo a 2011. EPIA..... | 15 |
| Figura 2.13. Segmentación del mercado europeo en cuanto a instalaciones. EPIA | 15 |
| Figura 2.14. Segmentación del mercado europeo en cuanto a potencia instalada. EPIA | 16 |
| Figura 2.15. Previsión del mercado europeo hasta 2016. Nuevas conexiones. EPIA | 16 |
| Figura 2.16. Previsión del mercado europeo hasta 2016. Potencia acumulada. EPIA..... | 17 |
| Figura 2.17. Evolución de la potencia instalada en España. EPIA | 19 |
| Figura 2.18. Previsión de futuro en España. EPIA | 21 |
| Figura 2.19. Distribución de potencia en España. EPIA..... | 21 |
| Figura 3.1. Consumo mensual de la explotación (II) | 22 |
| Figura 3.2. Consumo diario total (I)..... | 23 |
| Figura 3.3. Página principal de la base de datos de radiación PVGIS..... | 24 |
| Figura 3.4. Datos obtenidos del PVGIS..... | 25 |
| Figura 3.5. Página principal del PVSyst (I). | 25 |
| Figura 3.6. Página herramientas del PVSyst. | 26 |
| Figura 3.7. Importación de los datos climatológicos..... | 26 |
| Figura 3.8. Datos introducidos en el programa..... | 27 |
| Figura 3.9. Gráfica trayectoria solar..... | 27 |

| | |
|--|----|
| Figura 3.10. Pantalla principal PVsyst (II)..... | 28 |
| Figura 3.11. Pantalla de opciones del proyecto aislado (I). | 28 |
| Figura 3.12. Seguidor solar..... | 29 |
| Figura 3.13. Pantalla de orientación. | 29 |
| Figura 3.14. Definición de las horas de pico solar..... | 30 |
| Figura 3.15. Pantalla principal PVGIS. | 31 |
| Figura 3.16. Radiación solar diaria media para un ángulo de inclinación óptimo. | 31 |
| Figura 3.17. Paneles solares. | 32 |
| Figura 3.17. Número de módulos..... | 32 |
| Figura 3.17. Dimensiones de los módulos..... | 33 |
| Figura 3.18. Superficie modular del seguidor. | 33 |
| Figura 3.19. Altura del seguidor. | 34 |
| Figura 3.20. Altura del seguidor en función de la inclinación. | 34 |
| Figura 3.21. Ángulo óptimo de inclinación..... | 35 |
| Figura 3.22. Pantalla de opciones del proyecto aislado (II). | 36 |
| Figura 3.23. Pantalla de sombreado cercano..... | 36 |
| Figura 3.24. Diseño de la instalación. Alternativa 1 (I)..... | 37 |
| Figura 3.25. Gráfica factor de sombreado. Alternativa 1..... | 38 |
| Figura 3.26. Diagrama de pérdidas por sombreado para el 15/12..... | 38 |
| Figura 3.27. Esquema de la conexión de los paneles solares por seguidor..... | 40 |
| Figura 3.28. Regulador de carga. Alternativa 1..... | 40 |
| Figura 3.29. Acumulador solar (I)..... | 41 |
| Figura 3.30. Datos del cliente (I)..... | 42 |
| Figura 3.31. Inversor solar. Alternativa 1..... | 43 |
| Figura 3.32. Diseño de la instalación. Alternativa 1 (II)..... | 44 |
| Figura 3.33. Detalle autocad caseta (I)..... | 45 |
| Figura 3.34. Caseta prefabricada de hormigón. Instalación aislada (I)..... | 46 |
| Figura 3.35. Detalle autocad caseta (II)..... | 46 |
| Figura 3.36. Instalación eléctrica (I)..... | 48 |
| Figura 3.37. Plano de situación de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (I)..... | 49 |
| Figura 3.38. Resultado de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (I)..... | 49 |
| Figura 3.39. Pantalla de opciones del proyecto aislado (III)..... | 50 |
| Figura 3.40. Pantalla de consumos (I). | 50 |
| Figura 3.41. Pantalla de opciones del proyecto aislado (IV)..... | 51 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.42. Diseño de la instalación. Alternativa 2 (I)..... | 52 |
| Figura 3.43. Gráfica factor de sombreado. Alternativa 2..... | 53 |
| Figura 3.44. Regulador de carga. Alternativa 2..... | 54 |
| Figura 3.45. Acumulador solar (II)..... | 55 |
| Figura 3.46. Datos del cliente (II) | 56 |
| Figura 3.47. Inversor solar. Alternativa 2..... | 57 |
| Figura 3.48. Diseño de la instalación. Alternativa 2 (II)..... | 57 |
| Figura 3.49. Detalle autocad caseta (III)..... | 58 |
| Figura 3.50. Caseta prefabricada de hormigón. Instalación aislada (II)..... | 59 |
| Figura 3.51. Detalle autocad caseta (IV) | 59 |
| Figura 3.52. Instalación eléctrica (II) | 61 |
| Figura 3.53. Plano de situación de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (II) | 62 |
| Figura 3.54. Resultado de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (II)..... | 62 |
| Figura 3.55. Pantalla de opciones del proyecto aislado (V) | 63 |
| Figura 3.56. Pantalla de consumos (II) | 63 |
| Figura 3.57. Pantalla principal PVsyst (III)..... | 64 |
| Figura 3.58. Inversor solar. Alternativa 3..... | 66 |
| Figura 3.59. Diseño de la instalación. Alternativa 3 (I)..... | 69 |
| Figura 3.60. Caseta prefabricada de hormigón. Instalación conectada a red..... | 70 |
| Figura 3.61. Detalle autocad caseta (V) | 70 |
| Figura 3.62. Instalación eléctrica (III) | 71 |
| Figura 3.63. Plano de situación de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (III) | 72 |
| Figura 3.64. Resultado de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (III)..... | 72 |
| Figura 3.65. Pantalla de opciones del proyecto aislado (VI) | 73 |
| Figura 3.66. Esquema de un fusible | 76 |
| Figura 3.67. Curva I/t fusible | 77 |
| Figura 3.68. Curva de desconexión de un interruptor automático (I) | 77 |
| Figura 3.69. Esquema de un interruptor automático | 78 |
| Figura 3.70. Diseño de los conductores enterrados. Alternativa 1..... | 79 |
| Figura 3.71. Detalle longitud conductores autocad. Alternativa 1 | 80 |
| Figura 3.72. Conductor a dimensionar. Alternativa 1 (I)..... | 81 |
| Figura 3.73. Conductor a dimensionar. Alternativa 1 (II)..... | 82 |
| Figura 3.74. Conductor a dimensionar. Alternativa 1 (III)..... | 83 |
| Figura 3.75. Conductor a dimensionar. Alternativa 1 (IV)..... | 85 |

| | |
|---|-----|
| Figura 3.76. Esquema conexión baterías | 88 |
| Figura 3.77. Circuitos eléctricos de la caseta. Alternativa 1..... | 96 |
| Figura 3.78. Puesta a tierra (I)..... | 102 |
| Figura 3.79. Diseño de los conductores enterrados. Alternativa 2..... | 103 |
| Figura 3.80. Detalle longitud conductores autocad. Alternativa 2 | 103 |
| Figura 3.81. Conductor a dimensionar. Alternativa 2 (I)..... | 104 |
| Figura 3.82. Conductor a dimensionar. Alternativa 2 (II)..... | 106 |
| Figura 3.83. Circuitos eléctricos de la caseta. Alternativa 2..... | 116 |
| Figura 3.84. Puesta a tierra (II)..... | 121 |
| Figura 3.85. Diseño de los conductores enterrados. Alternativa 3..... | 122 |
| Figura 3.86. Detalle longitud conductores autocad. Alternativa 3 | 123 |
| Figura 3.87. Conductor a dimensionar. Alternativa 3 (I)..... | 124 |
| Figura 3.88. Conductor a dimensionar. Alternativa 3 (II)..... | 125 |
| Figura 3.89. Conductor a dimensionar. Alternativa 3 (III)..... | 126 |
| Figura 3.90. Conductor a dimensionar. Alternativa 3 (IV)..... | 128 |
| Figura 3.91. Curva de desconexión de un interruptor automático (II) | 131 |
| Figura 3.92. Circuito de alumbrado. Alternativa 3 | 133 |
| Figura 3.93. Puesta a tierra (III)..... | 138 |
| Figura 4.1. Consumo mensual de la explotación (III) | 139 |
| Figura 4.2. Consumo diario total (II)..... | 140 |
| Figura 4.3. Diseño de la instalación. Alternativa 1 (III)..... | 142 |
| Figura 4.4. Diseño de la instalación. Alternativa 2 (III)..... | 143 |
| Figura 4.5. Diseño de la instalación. Alternativa 3 (II)..... | 144 |
| Figura 4.6. Gráfica producción y consumo. Alternativa 1 | 145 |
| Figura 4.7. Gráfica producción y consumo. Alternativa 2 | 146 |
| Figura 4.8. Gráfica producción. Alternativa 3 | 147 |
| Figura 4.9. Factura eléctrica (I)..... | 148 |
| Figura 4.10. Tarifa contratada..... | 148 |
| Figura 4.11. Factura eléctrica (II)..... | 149 |
| Figura 4.12. Tipos de interés | 150 |
| Figura 4.13. Resumen del presupuesto. Alternativa 1 | 153 |
| Figura 4.14. Resumen del presupuesto. Alternativa 2 | 163 |
| Figura 4.15. Resumen del presupuesto. Alternativa 3 | 173 |
| Figura 5.1. VAN tarifa y retribución actual..... | 181 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.2. VAN 5% sobre tarifa y retribución actual | 182 |
| Figura 5.3. VAN 10% sobre tarifa y retribución actual | 182 |
| Figura 5.4. Umbral de rentabilidad | 183 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 3.1. Consumo total (I) | 23 |
| Tabla 3.2. Horas de pico solar | 23 |
| Tabla 3.3. Coeficiente adimensional k. | 35 |
| Tabla 3.4. Factor de sombreado. Alternativa 1..... | 37 |
| Tabla 3.5. Energía generada mes a mes. Alternativa 1..... | 38 |
| Tabla 3.6. Seguidores solares en uso. Alternativa 1..... | 39 |
| Tabla 3.7. Cálculo de las baterías. Alternativa 1 | 42 |
| Tabla 3.8. Factores de reflectancia (I) | 47 |
| Tabla 3.9. Factor de sombreado. Alternativa 2..... | 52 |
| Tabla 3.10. Energía generada mes a mes. Alternativa 2 | 53 |
| Tabla 3.11. Seguidores solares en uso. Alternativa 2..... | 54 |
| Tabla 3.12. Cálculo de las baterías. Alternativa 2 | 56 |
| Tabla 3.13. Factores de reflectancia (II) | 60 |
| Tabla 3.14. Análisis de alternativas serie-paralelo (I) | 65 |
| Tabla 3.15. Análisis de alternativas serie-paralelo (II) | 65 |
| Tabla 3.16. Resumen de las tensiones del sistema | 68 |
| Tabla 3.17. Factores de reflectancia (II) | 71 |
| Tabla 3.18. Fórmulas para el cálculo de conductores | 74 |
| Tabla 3.19. Tabla 1 del ITC-BT-21 del REBT | 75 |
| Tabla 3.20. Tabla 5 del ITC-BT-07 del REBT | 76 |
| Tabla 3.21. Caídas de tensión máximas. Alternativa 1..... | 78 |
| Tabla 3.22. Longitud conductores seguidor – CMP. Alternativa 1..... | 80 |
| Tabla 3.23. Caída de tensión tramo Seguidor – Regulador. Alternativa 1 | 87 |
| Tabla 3.24. Conductores tramo Seguidor – Regulador. Alternativa 1 | 87 |
| Tabla 3.25. Caída de tensión tramo Regulador – Baterías. Alternativa 1 | 90 |
| Tabla 3.26. Conductores tramo Regulador – Baterías. Alternativa 1..... | 90 |
| Tabla 3.27. Caída de tensión tramo Generador – CGP | 91 |
| Tabla 3.28. Conductores tramo Generador – CGP..... | 91 |
| Tabla 3.29. Caída de tensión tramo Regulador – Inversor. Alternativa 1 | 93 |
| Tabla 3.30. Conductores tramo Regulador – Inversor. Alternativa 1 | 94 |
| Tabla 3.31. Caída de tensión tramo Inversor – CGMP explotación. Alternativa 1..... | 96 |
| Tabla 3.32. Conductores tramo Inversor – CGMP explotación. Alternativa 1 | 96 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 3.33. Caída de tensión circuitos caseta. Alternativa 1..... | 97 |
| Tabla 3.34. Caída de tensión seguidores. Alternativa 1..... | 99 |
| Tabla 3.35. Tubos de protección para conducciones enterradas | 101 |
| Tabla 3.36. Caídas de tensión máximas. Alternativa 2..... | 102 |
| Tabla 3.37. Longitud conductores seguidor – CMP. Alternativa 2..... | 103 |
| Tabla 3.38. Caída de tensión tramo Seguidor – Regulador. Alternativa 2 | 108 |
| Tabla 3.39. Conductores tramo Seguidor – Regulador. Alternativa 2 | 108 |
| Tabla 3.40. Caída de tensión tramo Regulador – Baterías. Alternativa 2 | 110 |
| Tabla 3.41. Conductores tramo Regulador – Baterías. Alternativa 2..... | 110 |
| Tabla 3.42. Caída de tensión tramo Regulador – Inversor. Alternativa 2 | 113 |
| Tabla 3.43. Conductores tramo Regulador – Inversor. Alternativa 2 | 113 |
| Tabla 3.44. Caída de tensión tramo Inversor – CGMP explotación. Alternativa 2..... | 115 |
| Tabla 3.45. Conductores tramo Inversor – CGMP explotación. Alternativa 2 | 115 |
| Tabla 3.46. Caída de tensión circuitos caseta. Alternativa 2..... | 116 |
| Tabla 3.47. Caída de tensión seguidores. Alternativa 2..... | 118 |
| Tabla 3.48. Tubos de protección para conducciones enterradas. Alternativa 2..... | 120 |
| Tabla 3.49. Longitud conductores seguidor – CMP. Alternativa 3..... | 123 |
| Tabla 3.50. Caída de tensión. Alternativa 3 | 132 |
| Tabla 3.51. Conductores. Alternativa 3..... | 133 |
| Tabla 3.52. Caída de tensión circuito caseta. Alternativa 3 | 134 |
| Tabla 3.53. Caída de tensión seguidores. Alternativa 3..... | 135 |
| Tabla 3.54. Tubos de protección para conducciones enterradas. Alternativa 3..... | 137 |
| Tabla 4.1. Consumo total (II)..... | 139 |
| Tabla 4.2. Dimensionado de la instalación. Alternativa 1..... | 141 |
| Tabla 4.3. Sobreproducción. Alternativa 1..... | 141 |
| Tabla 4.4. Dimensionado de la instalación. Alternativa 2..... | 142 |
| Tabla 4.5. Sobreproducción. Alternativa 2..... | 143 |
| Tabla 4.6. Dimensionado de la instalación. Alternativa 3..... | 144 |
| Tabla 4.7. Producción y consumo. Alternativa 1..... | 145 |
| Tabla 4.8. Producción y consumo. Alternativa 2..... | 146 |
| Tabla 4.9. Déficit energético | 146 |
| Tabla 4.10. Energía inyectada a la red | 147 |
| Tabla 4.11. Tarifa eléctrica | 149 |
| Tabla 4.12. Consumo eléctrico..... | 149 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 4.13. Tasa de variación anual del IPC | 152 |
| Tabla 4.14. Valores climatológicos normales. AEMET | 155 |
| Tabla 4.15. Consumo de combustible (I)..... | 155 |
| Tabla 4.16. Consumo de combustible (II)..... | 156 |
| Tabla 4.17. Flujos de caja. Alternativa 1-1 | 157 |
| Tabla 4.18. Flujos de caja. Alternativa 1-2 | 159 |
| Tabla 4.19. Flujos de caja. Alternativa 1-3 | 161 |
| Tabla 4.20. Precio umbral kWh. Alternativa 1 | 161 |
| Tabla 4.21. Flujos de caja en el umbral de rentabilidad. Alternativa 1..... | 162 |
| Tabla 4.22. Consumo eléctrico..... | 164 |
| Tabla 4.23. Flujos de caja. Alternativa 2-1 | 165 |
| Tabla 4.24. Flujos de caja. Alternativa 2-2 | 167 |
| Tabla 4.25. Flujos de caja. Alternativa 2-3 | 169 |
| Tabla 4.26. Precio umbral kWh. Alternativa 2 | 170 |
| Tabla 4.27. Flujos de caja en umbral de rentabilidad. Alternativa 2..... | 171 |
| Tabla 4.28. Retribución por kWh | 173 |
| Tabla 4.29. Flujos de caja. Alternativa 3-1 | 175 |
| Tabla 4.30. Flujos de caja. Alternativa 3-2 | 177 |
| Tabla 4.31. Flujos de caja. Alternativa 3-3 | 179 |
| Tabla 4.32. Precio umbral kWh. Alternativa 3 | 179 |
| Tabla 4.33. Flujos de caja en umbral de rentabilidad. Alternativa 3..... | 180 |

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO

El presente proyecto tiene como objetivo analizar la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica capaz de abastecer una granja de cebo de pollos formada por dos naves de 100 x 14 metros, las cuales albergan 20.000 animales cada una. Dicha granja se ubica en el término municipal de Robres, Huesca.

El objetivo es examinar la viabilidad del proyecto dimensionando tres tipos de instalaciones. Una instalación aislada capaz de abastecer ella misma a toda la explotación, una instalación aislada de menores dimensiones, capaz de abastecer a la explotación durante casi todos los meses del año, comprando la energía restante durante los meses menos productivos; y una instalación conectada a red, vendiendo la energía producida y comprándola para abastecernos. En los tres casos se emplearán seguidores solares de dos ejes para conseguir la mayor eficiencia posible en la captación de la energía solar y producir así mayor cantidad de energía eléctrica. Por otro lado también tienen un mayor coste de inversión así como de mantenimiento. La instalación autónoma constará además de una fuente de alimentación adicional mediante equipo eléctrico de gasoil para solventar posibles fallos de la instalación o periodos en los que la instalación no pueda abastecer al 100 por 100 las necesidades de la granja.

A partir de los datos de consumos eléctricos proporcionados por el dueño de la explotación se han determinado las necesidades energéticas de las naves. Con estas necesidades se ha dimensionado la instalación, tanto aislada como conectada a red, y a partir de dicho dimensionado se ha presupuestado. Finalmente se ha analizado el rendimiento económico en base al coste de ejecución de la obra y las tarifas de venta de energía a la red y de compra de energía, teniendo en cuenta la tendencia actual en la evolución de los precios.

1.2. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

A la hora de dimensionar la instalación es de vital importancia conocer el emplazamiento exacto de la parcela donde se van a situar los módulos fotovoltaicos dado que de esto depende la orientación y la radiación incidente.

Parcela afectada

| | |
|---------------------|------------------|
| Término municipal: | Robres (Huesca) |
| Polígono: | 19 |
| Parcela: | 2-14 |
| Superficie: | 2- 0,6354 ha |
| | 14- 0,5504 ha |
| Coordenadas U.T.M.: | 2- X: 710.446,97 |
| | Y: 4.638.679,77 |
| | HUSO: 30 |

14- X: 710.361,39
Y: 4.638.400,73
HUSO: 30

Clasificación del terreno: Rústico.



Figura 1.1. Parcela. Sigpac.

En la parcela número dos, situada más al sur, de color amarillo en la figura anterior, se procederá a la instalación de los seguidores solares y la caseta de baterías y automatismos, así como el grupo electrógeno; mientras que la número 19 es la parcela donde se encuentra la explotación. Ésta se encuentra aproximadamente a unos 500 metros del núcleo urbano, y se accede a ella por el camino de los barrancos, desde la A-1211 o bien desde la A-1214.



Figura 1.2. Accesos a la explotación.

1.3. CONSUMO

Los datos de consumo eléctrico han sido suministrados por el propietario de la granja, y se muestran en la siguiente figura.

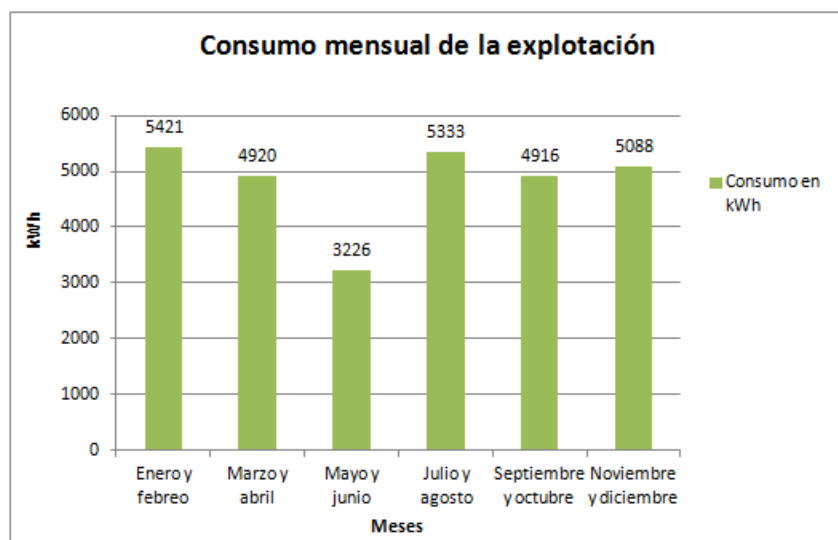


Figura 1.3. Consumo mensual de la explotación (I).

1.4. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD A DESARROLLAR

Se trata de una explotación de cebo de pollos. Está formada por dos naves de 100 x 14 metros cada una y tiene capacidad para engordar a 40.000 pollos, 20.000 en cada nave. Se llevan a cabo ciclos de engorde muy cortos (40-45 días), con una elevada densidad de población y un sistema todo dentro - todo fuera.



Figura 1.4. Interior de la explotación.

2. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, tanto a nivel europeo como mundial, se está apostando por fuentes de producción de electricidad que no contribuyan al cambio climático, a la emisión de sustancias nocivas como el CO₂, ni a la dependencia del petróleo. Ahí entran en juego las energías renovables, ya que se busca un modelo sostenible, limpio e inagotable, que garantice el acceso a la energía eléctrica a todo el mundo.

Dentro de este grupo, es la energía fotovoltaica por la que más se ha apostado, debido a que España tiene un alto nivel de irradiación comparado con otros países europeos. Dado que esta fuente de energía no es todavía rentable por sí sola, su empleo se ha subvencionado en gran medida, provocando la apuesta por este mercado por parte de la iniciativa privada.

Gracias a las subvenciones estatales, fue posible obtener una buena rentabilidad mediante la inversión en instalación fotovoltaica, a lo que se sumando los motivos medioambientales explican el crecimiento del desarrollo de este tipo de instalaciones.

La energía solar fotovoltaica permite tanto satisfacer la demanda energética de aquellos que no disponen de red eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos aislados, como generar energía para su posterior venta a la red eléctrica mediante sistemas conectados a red. Por tanto, a día de hoy, la energía solar se ha convertido en la fuente más versátil y social de todas, contribuyendo tanto al desarrollo de zonas rurales aisladas como al de aplicaciones tecnológicamente más complejas.

Su funcionamiento se basa en la obtención de la energía emitida por la luz y el calor que irradia el Sol. Aquí radica su principal ventaja, ya que el Sol es una fuente de energía limpia, inagotable, abundante y disponible en casi toda la superficie del planeta. Para más información sobre el funcionamiento de la energía solar, anejo I.

En una instalación solar fotovoltaica son necesarios los siguientes elementos:

- Estructuras soporte: Sirven para el soporte de los módulos fotovoltaicos (Anexo II). Éstas pueden ser:
 - Estructuras fijas
 - Seguidores solares
 - De dos ejes
 - De un eje polar
 - De un eje este-oeste horizontal
 - De un eje azimutal
- Célula solar: Es el elemento principal de cualquier instalación de energía solar. Convierte directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico (Anexo I).
- Paneles solares: Conjunto de células solares, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco (Anexo III).

- Regulador: Se coloca entre los paneles y las baterías con el fin de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga (Anexo IV).
- Baterías: Su misión es almacenar energía durante un determinado número de días (Anexo V).
- Inversor: Se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica (Anexo VI).
- Protecciones, cableado y puesta a tierra.

2.2. INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Las instalaciones solares fotovoltaicas se pueden dividir entre aquellas que están aisladas de la red eléctrica y las que están conectadas a ella.

2.2.1. INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA

Este tipo de instalaciones suministra energía eléctrica a zonas que no tienen acceso a la red. La ausencia de necesidad de combustible, su mantenimiento sencillo y de bajo coste, y su versatilidad de uso, pudiéndose instalar en casi cualquier lugar, son sus grandes ventajas.

Los elementos necesarios para este tipo de instalaciones son los módulos solares, las baterías y un regulador electrónico que controle la carga de las baterías desde el panel fotovoltaico, así como un inversor que transforme la corriente continua en alterna.

En primer lugar la luz solar incide en los paneles o módulos solares formados por un material semiconductor de silicio cristalino que posee efecto fotoeléctrico, es decir, transforma la luz solar en energía eléctrica continua. Posteriormente, esa electricidad debe acumularse en baterías para disponer de energía durante periodos nocturnos o de poca irradiación (días nublados o con niebla). Entre los paneles solares y las baterías es necesario incluir un regulador de carga de modo que cuando las baterías estén cargadas el regulador cierre el aporte energético desde los paneles a las baterías, para impedir una sobrecarga de éstas y por tanto el acortamiento de su vida útil. Finalmente, la energía acumulada por la batería en forma de corriente continua puede emplearse como tal en luminarias y otros equipos, aunque lo más habitual es transformarla, por medio de un inversor, en corriente alterna a 230 V y 50 Hz en forma de onda senoidal pura que es el estándar eléctrico en España, pudiendo alimentar otro tipo de equipos que trabajen con corriente alterna (frigoríficos, televisores, etc.).

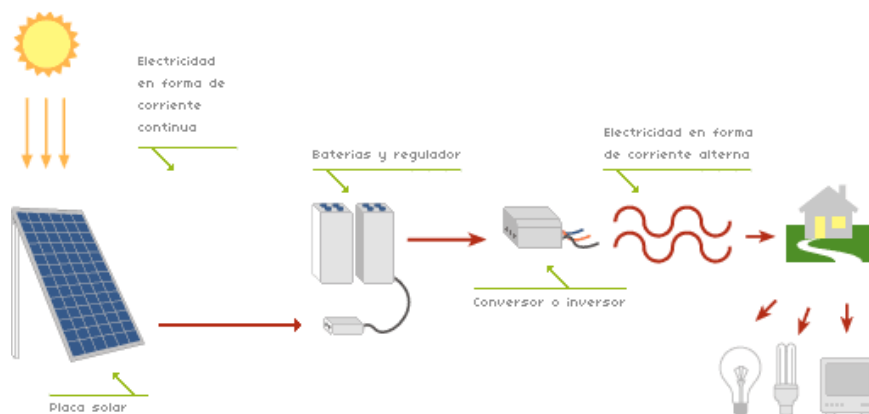


Figura 2.1. Esquema de una instalación aislada

Las principales aplicaciones de las instalaciones autónomas son las siguientes:

- **Aplicaciones espaciales:** sirven para proporcionar energía eléctrica a elementos colocados por el ser humano en el espacio, tales como satélites de comunicaciones, la Estación Espacial Internacional, etc. La investigación en esta área propició el desarrollo de los equipos fotovoltaicos tal y como los conocemos en la actualidad.
- **Aplicaciones terrestres,** en las que cabe destacar las profesionales:
 - **Telecomunicaciones:** telefonía rural, vía radio; repetidores (de telefonía, televisión, etc.).
 - **Electrificación de zonas rurales y aisladas:** estas instalaciones, que se pueden realizar en cualquier lugar, están pensadas para países y regiones en desarrollo y todas aquellas zonas en que no existe acceso a la red eléctrica comercial.
 - **Señalización:** se aplica, por ejemplo, a señales de tráfico luminosas, formadas por diodos LED, alimentadas por un panel solar y una batería.
 - **Alumbrado público:** se utiliza en zonas en las que resulta complicado llevar una línea eléctrica convencional.
 - **Bombeo de agua:** estas instalaciones están pensadas para lugares tales como granjas, ranchos, etc. Se pueden realizar en cualquier lugar. Su uso puede ser tanto para agua potable como para riego.
 - **Redes VSAT:** redes privadas de comunicación (para una empresa, un organismo oficial, etc.) que actúan a través de satélite. La energía solar se utiliza para alimentar las estaciones de la red.
 - **Telemetría:** permite realizar medidas sobre variables físicas y transmitir la información a una central (p. ej. Control de la pluviometría de la cuenca de un río).



Figura 2.2. Instalación aislada. Estación de bombeo.

2.2.2. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA

Se trata de la gran mayoría. Estas instalaciones están conectadas a la red eléctrica y vierten en ella su producción energética. No precisan baterías, por lo tanto son instalaciones más directas y eficientes, ya que se evitan las pérdidas por descarga de las baterías. Sin embargo, precisan de inversores, que transforman la corriente continua proveniente de los paneles solares en corriente alterna para poder inyectarla a la red eléctrica. Este tipo de instalaciones pueden estar tanto en suelo como insertadas en un edificio.

En primer lugar la luz solar incide en los paneles o módulos solares formados por un material semiconductor de silicio cristalino que posee efecto fotoeléctrico, es decir, transforma la luz solar en energía eléctrica continua. Esta corriente continua es transformada, por medio de un inversor, en corriente alterna a 230 V y 50 Hz en forma de onda senoidal pura que es el estándar eléctrico en España, incorporándose a la red eléctrica. Para más información sobre los elementos que forman la instalación, anexos II, III y IV.

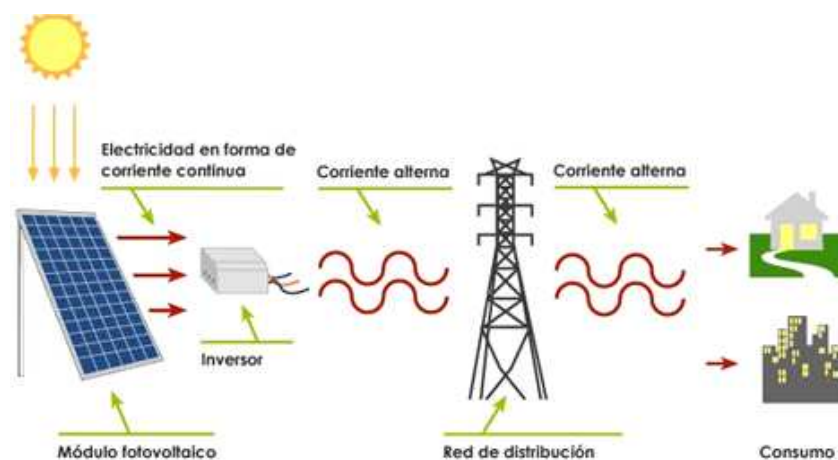


Figura 2.3. Esquema de una instalación conectada a red

Debido a la política de fomento de este tipo de energía, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica han experimentado un crecimiento mayor que las instalaciones de generación aisladas.

Cabe distinguir entre:

- **Centrales fotovoltaicas y huertos solares:** recintos en los que se concentra un número determinado de instalaciones fotovoltaicas de diferentes propietarios con el fin de vender la electricidad producida a la compañía eléctrica con la cual se haya establecido el contrato.
- **Edificios fotovoltaicos:** es una de las últimas aplicaciones desarrolladas para el uso de la energía fotovoltaica. La rápida evolución en los productos de este tipo ha permitido el uso de los módulos como material constructivo en cerramientos, cubiertas y fachadas de gran valor visual. Además, la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos. La integración arquitectónica consiste en combinar la doble función de los módulos fotovoltaicos, como elemento constructivo y como productor de electricidad.



Figura 2.4. Instalaciones conectadas a red. Huerto solar y edificio fotovoltaico.

2.3. DESARROLLO HISTÓRICO DEL MERCADO FOTOVOLTAICO

2.3.1. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

2.3.1.1. Evolución histórica

Durante la última década, la tecnología fotovoltaica ha demostrado el potencial que tiene para convertirse en la principal fuente para generar potencia, con sólidos y continuos crecimientos incluso durante tiempos de crisis económica y financiera. Se trata de una fuente de energía fiable, inagotable, limpia, segura y no genera residuos, por lo que el mercado fotovoltaico ha crecido a un ritmo superior al 35% en los últimos años. Se espera que este creci-

miento continúe a la vez que aumente la conciencia social acerca de las ventajas de la energía fotovoltaica. Al final del año 2009, la potencia acumulada en todo el mundo era aproximadamente de 23 GW. Un año después era de 40 GW. En 2011, había instalados más de 69 GW en todo el globo con los que se podría producir 85 TWh de electricidad cada año. Esta cantidad de energía sería suficiente para cubrir las necesidades de potencia anuales de 20 millones de hogares.

La energía fotovoltaica es ahora, después de la hidroeléctrica y la eólica, la tercera energía renovable más importante en términos de capacidad global instalada. La tasa de crecimiento durante 2011 alcanzó casi el 70%, un nivel sobresaliente entre todas las energías renovables.

En términos de capacidad acumulada, Europa sigue en la vanguardia con más de 51 GW instalados en 2011. Esto representa aproximadamente el 75% de la capacidad acumulada en todo el mundo. A continuación en el ranking está Japón (5GW) y EE.UU., (4,4 GW), seguidos por China (3,1 GW). Muchos de los mercados fuera de Europa, en particular China, EE.UU., y Japón, pero también Australia (1,3 GW) e India (0,46 GW), han abordado únicamente una pequeña parte de su enorme potencial. Incluso así, la potencia instalada fuera de Europa casi se dobló entre 2010 y 2011, demostrando la puesta en marcha del reequilibrio entre Europa y el resto del mundo y reflejando más de cerca los patrones del consumo de electricidad.

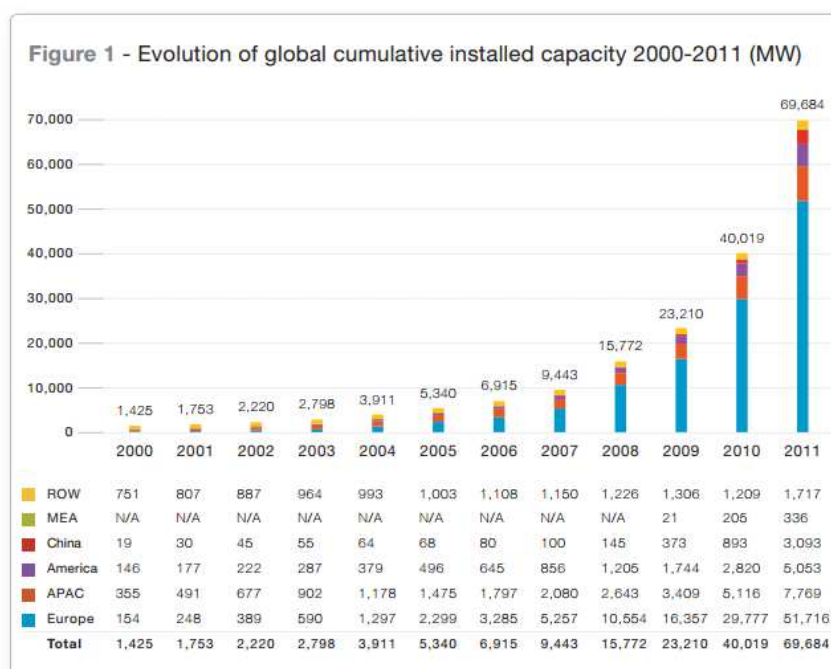
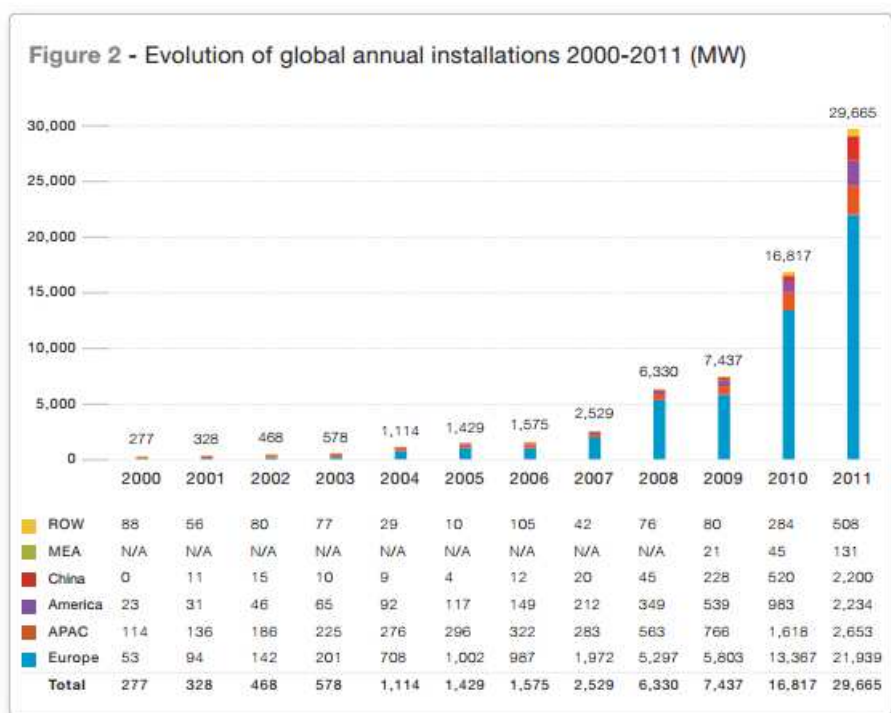


Figura 2.5. Evolución de la potencia acumulada en el mundo. EPIA.



ROW: Rest of the World
 MEA: Middle East and Africa
 APAC: Asia Pacific

Figura 2.6. Evolución de las nuevas instalaciones en el mundo. EPIA.

Europa ha pasado de un mercado anual de menos de 1 GW en 2003 a un mercado de más de 13 GW en 2010 y de 21,9 GW en 2011. Dadas las difíciles circunstancias económicas y los cambiantes niveles de oposición a la energía fotovoltaica en algunos países, muchos esperaban una estabilización de los mercados fotovoltaicos en 2011 comparado con 2010. Mirando a la nueva capacidad instalada en 2011, uno puede considerar que el mercado FV ha sobrepasado otra vez todas las expectativas. Sin embargo, debido a los retrasos en conectar los sistemas FV a la red, que dependen de cada país, muchas instalaciones del 2010 no fueron conectadas hasta 2011. Esto tiene un importante impacto en la percepción del mercado.

Por primera vez, Italia fue en 2011 líder del mercado FV, con 9,3 GW instalados; Alemania fue segunda con 7,5 GW. Juntas, Italia y Alemania representaron cerca del 60% del crecimiento global del mercado durante el último año. Estos dos mercados fueron seguidos por Francia (1,7 GW) y Reino Unido (784 MW), los cuales mostraron un sorprendente fuerte crecimiento en 2011. Muchos otros mercados han comenzado a mostrar un significativo desarrollo.

Por zonas, Europa es seguida por la zona formada por Asia y el Pacífico, que además de Japón y China incluye Corea, Australia (con más de 750 MW instalados en un año), Taiwán y Tailandia. La tercera zona a la cabeza es América del norte, con Canadá desarrollándose a la par que EE.UU. Por otra parte, Oriente medio y el norte de África representan un potencial sin explotar a medio plazo. La energía FV también muestra un gran potencial en América del sur y

el resto de África, donde la demanda de electricidad va a crecer significativamente en los próximos años.

A nivel mundial, el desarrollo de Europa sólo encuentra rival en el reciente mercado australiano. EE.UU. y Japón, una vez pioneros en energía FV, están años atrás de Europa. El resto del mundo aumenta muy lentamente.

El desarrollo de la energía FV ha coincidido hasta ahora con el desarrollo económico de los países. En las siguientes figuras podemos observar el número de MW instalados por habitante y el global en los distintos países.

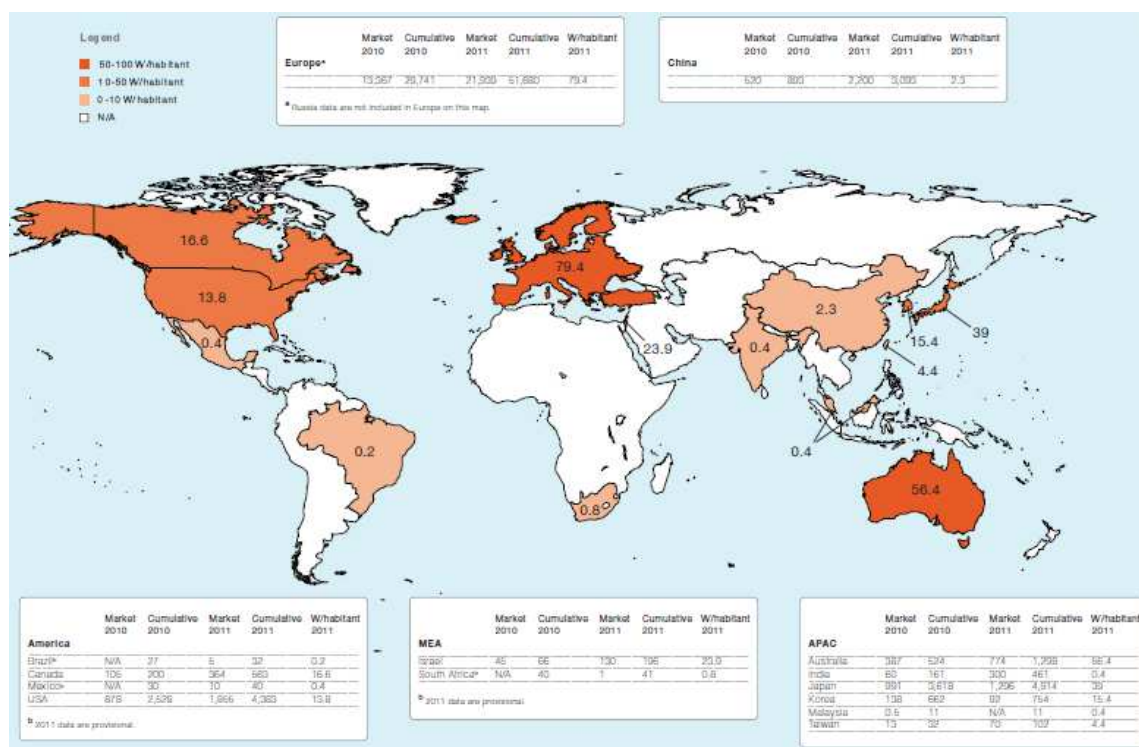


Figura 2.7. Potencia acumulada por habitante (MW). EPIA.

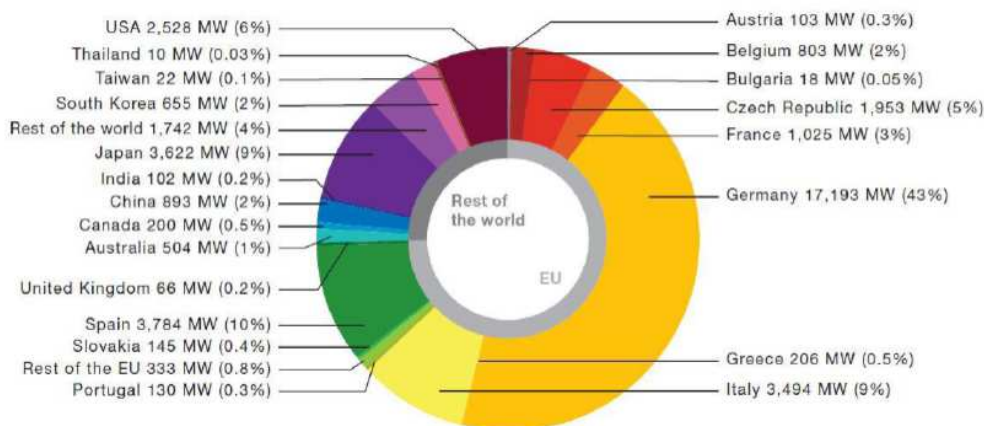


Figura 2.8. Potencia acumulada en el mundo por países. EPIA.

2.3.2. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EUROPA

2.3.2.1. Evolución histórica

El desarrollo del mercado europeo es el resultado de la iniciativa tomada por unos pocos países año tras año, con Alemania mostrando un constante compromiso de sus políticos, apoyando el desarrollo de la energía FV.

Después del boom español en 2008, Alemania fue el único mercado importante en 2009, y consecuentemente el crecimiento europeo en su conjunto fue limitado. Esto puede ser visto como consecuencia de la primera fase de la crisis financiera, pero también como un año de estabilización después del boom experimentado por la energía FV en el 2008. Un mayor crecimiento regresó en 2010, con Alemania marcando un número de explotaciones sin precedentes, e Italia y República Checa incrementando juntos cerca de 4 GW de sistemas FV. Como hemos visto en España y República Checa, el desarrollo del sobrecargado mercado puede producir un boom en un año, y un fracaso en el siguiente, como resultado de la presión que ejercen productores de energía convencional y autoridades competentes sobre el rápido crecimiento del mercado. En 2011, el auge de las instalaciones italianas y alemanas propició de nuevo un enorme crecimiento. El crecimiento de Francia durante el año 2011 fue al menos en parte debido a las conexiones de los proyectos instalados en 2010.

Con el fin de mantener las tendencias del desarrollo del mercado que hemos visto hasta 2011, la industria fotovoltaica va a tener que diversificar los mercados hacia varios países, para aliviar la presión sobre Alemania y permitir a los mercados que han quebrado revivan de una manera sostenible. La evolución de la potencia acumulada muestra una historia similar, con países estabilizando su capacidad instalada después de un fuerte crecimiento mientras Alemania continúa expandiendo su energía fotovoltaica.

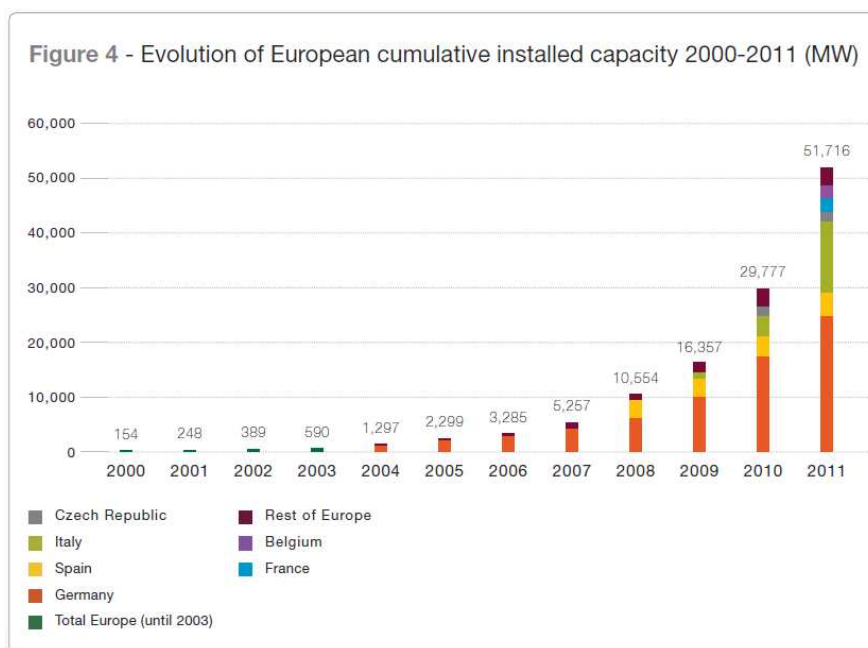


Figura 2.9. Evolución de la potencia acumulada en Europa. EPIA.

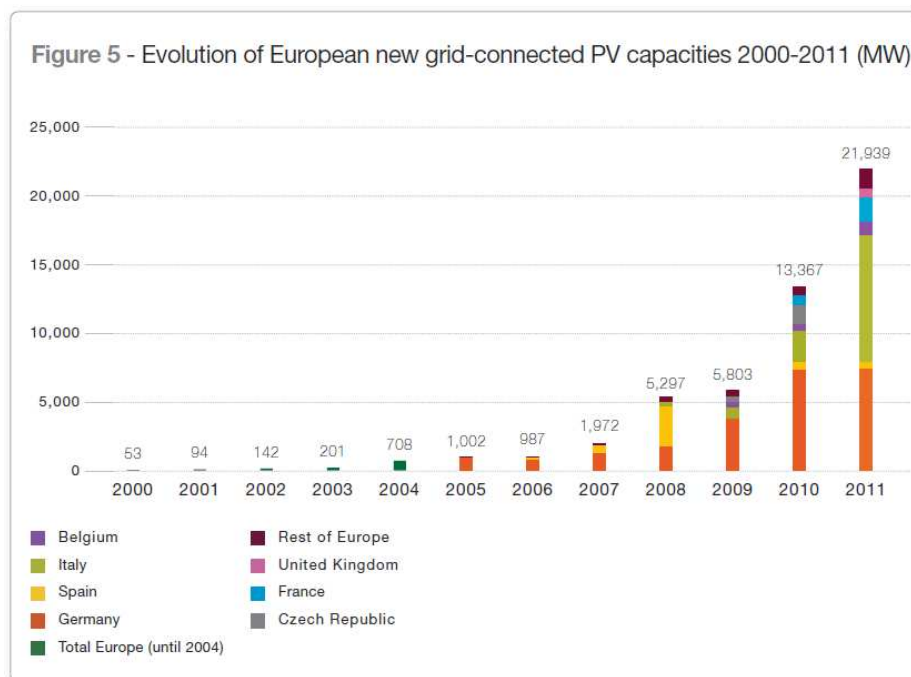


Figura 2.10. Evolución de las nuevas instalaciones en Europa. EPIA.

La distribución geográfica del mercado FV en Europa está relacionado con la velocidad con la que se ha desarrollado la tecnología durante los últimos años. Alemania mostró un crecimiento constante durante aproximadamente una década y representa claramente el mercado FV más desarrollado. Pero otros países que tuvieron un tardío comienzo, como son República Checa, Italia y Bélgica, rápidamente alcanzaron altos niveles de desarrollo. Al lado de estos países líderes el nivel de España parece ahora bastante bajo desde que su mercado se ha visto limitado. Los resultados británicos y franceses revelan un potencial aún por desenmascarar en ambos países.

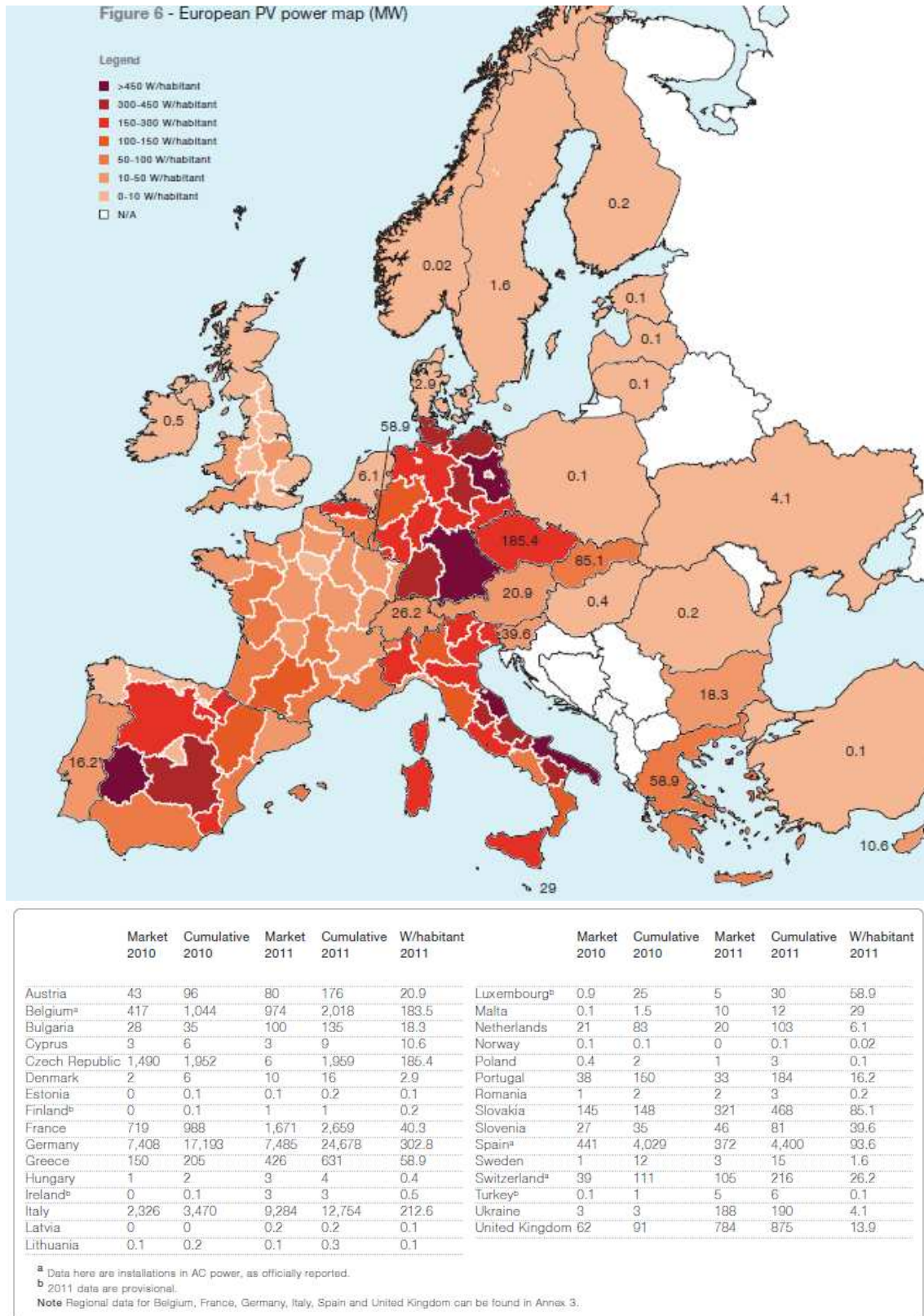


Figura 2.11. Potencia acumulada por habitante (MW). EPIA.

2.3.2.2. El mercado europeo en 2011 y previsión hasta 2016

Presentación general

Con casi 22 GW de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en 2011, Europa ha incrementado aproximadamente en un 50% su potencia acumulada comparado con 2010. Este incremento ha sido llevado a cabo principalmente por dos mercados, Alemania e Italia, el cual conectó 9.248 MW, un record histórico en este sector. Francia también sufrió un gran incremento en la potencia instalada, pero fue gracias a instalaciones pasadas que se conectaron a la red durante 2011. Reino Unido entró por primera vez en el top 10 con un record de 784 MW de sistemas instalados y conectados.

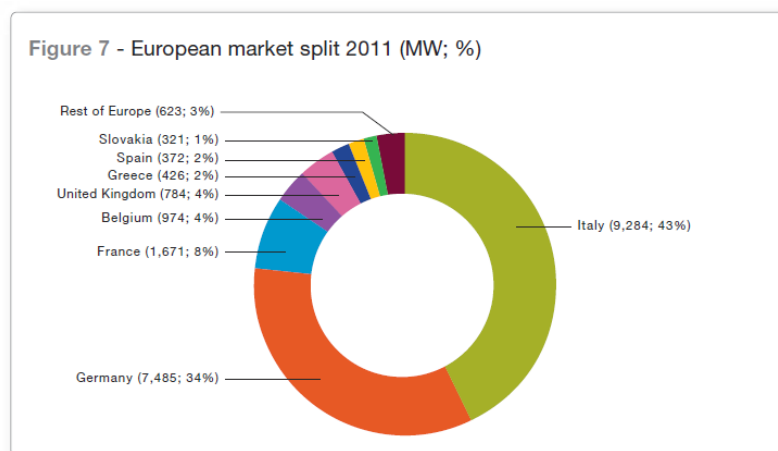


Figura 2.12. Mercado europeo a 2011. EPIA.

Segmentación del mercado

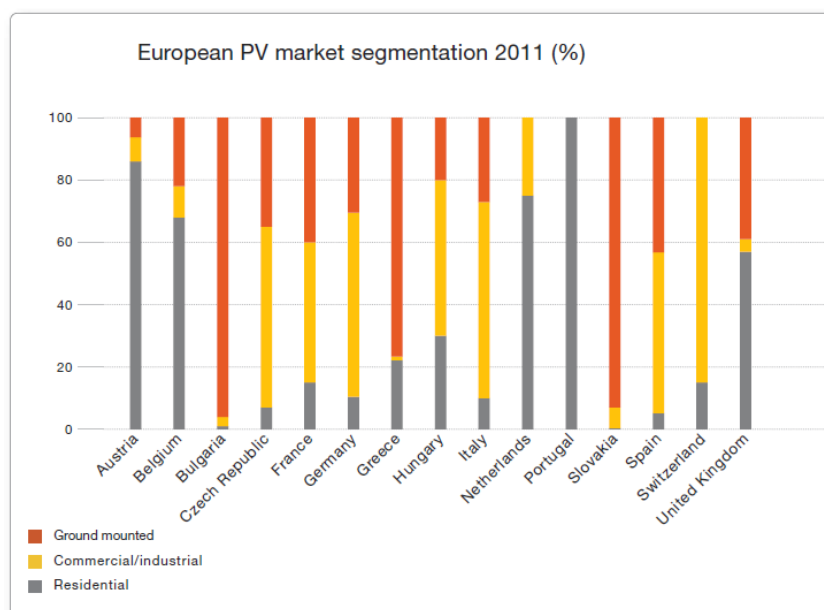


Figura 2.13. Segmentación del mercado europeo en cuanto a instalaciones. EPIA.

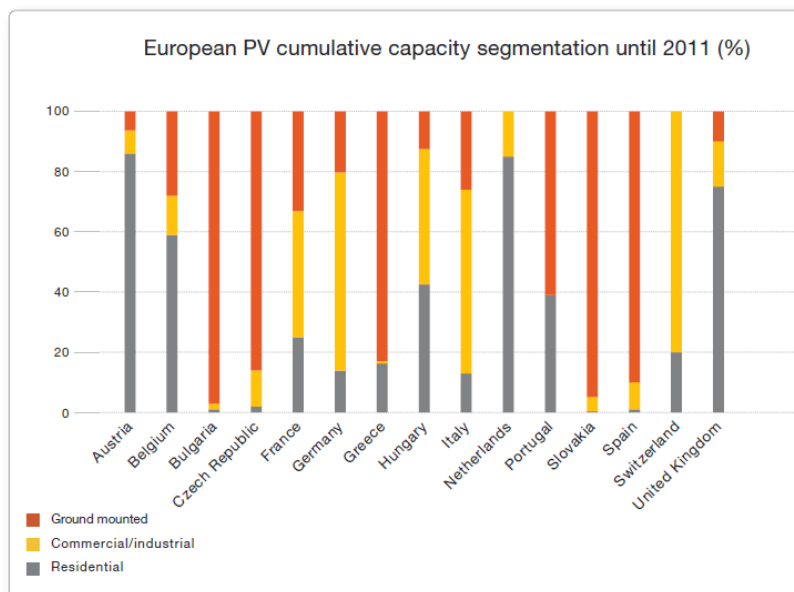


Figura 2.14. Segmentación del mercado europeo en cuanto a potencia instalada. EPIA.

La primera figura muestra la forma del mercado fotovoltaico en 2011, distinguiendo entre instalaciones sobre tierra, sobre azoteas comerciales o industriales, e instalaciones residenciales. En general, una parte muy importante del mercado europeo se concentra en instalaciones sobre techos comerciales. Esta tendencia va a continuar, en base a la evolución prevista del marco legal. La segunda figura muestra como está extendida la capacidad acumulada a lo largo de los tres principales segmentos del mercado considerados hasta 2011.

En el caso de España, se puede observar que únicamente el 40% aproximadamente son instalaciones sobre suelo, pero que este 40% redunda en el 90% de la potencia instalada.

Previsión fotovoltaica europea hasta 2016

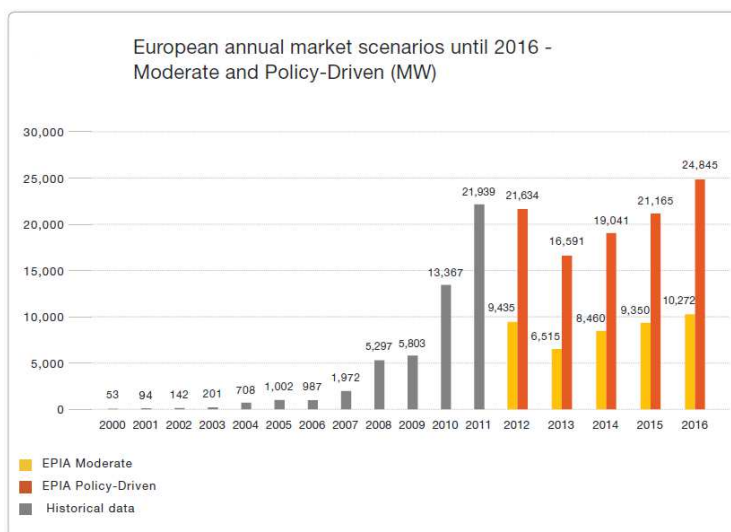


Figura 2.15. Previsión del mercado europeo hasta 2016. Nuevas conexiones. EPIA.

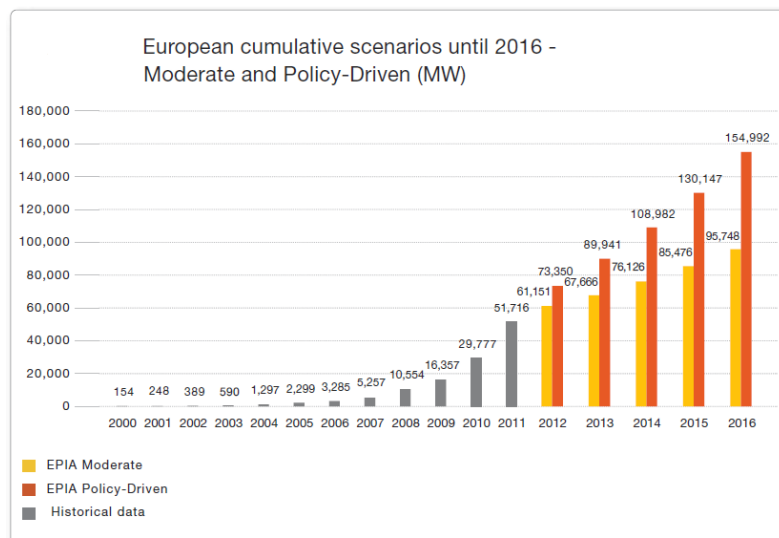


Figura 2.16. Previsión del mercado europeo hasta 2016. Potencia acumulada. EPIA.

Como ya se ha indicado previamente, en términos de sistemas conectados, el crecimiento del mercado fotovoltaico durante 2010 se repitió en el 2011. En términos de nuevas instalaciones el nivel se mantuvo bastante estable. El crecimiento observado durante el principio de 2012 sugiere que el mercado podría seguir funcionando igual de bien en términos de nueva capacidad instalada. Pero el futuro es incierto, ya que entramos en una era de eliminación y drástica reducción de algunos programas de ayudas, así como de modificación de las tarifas eléctricas.

Esta previsión de los próximos cinco años está basada en un análisis realizado por EPIA (European Photovoltaic Industry Association), a partir de datos procedentes de la industria, asociaciones nacionales, agencias gubernamentales y empresas eléctricas.

2.3.3. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

2.3.3.1. Principales leyes que regulan la generación fotovoltaica

Las principales leyes que regulan la generación fotovoltaica en España se recogen a continuación:

- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

2.3.3.2. Evolución histórica de la energía fotovoltaica en España

Antes del año 2000 apenas había desarrollo de la energía solar fotovoltaica, y su venta a la red estaba fomentada mediante primas que cobraban los productores por cada kWh inyectado a la red sobre el precio del mercado. En el año 2004 la energía solar fotovoltaica suponía aproximadamente un 6,5% del consumo de energía primaria, representando una parte muy pequeña del conjunto de las renovables. Desde el año 2000 la instalación de placas fotovoltaicas fue creciendo un 40% cada año, con la ayuda de la aprobación del Plan de Fomento de Energías Renovables en 1999. El objetivo era llegar a los 143.000 kilovatios instalados en 2010, cubriendo al menos el 12% del consumo de energía primaria mediante energías renovables.

En el 2005, por generar esta electricidad limpia el propietario cobraba una tarifa bonificada a la compañía distribuidora. Durante los primeros 25 años de vida de la instalación el cliente recibía el 575% (casi 6 veces más) de la tarifa medida de referencia. Esta fue fijada por el Gobierno en 7,3 céntimos de euro el kWh (para 2005). Pasados los 25 años, percibe el 80%.

Entre 2004 y 2007, el consumo de energía a partir de renovables se incrementó en un 10%. La industria fotovoltaica aportó un 0,62% del PIB entre 2006 y 2008, y mantuvo a 93.000 personas empleadas durante 2009.

Durante el año 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con más de 2.500 MW instalados, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar.

Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible: si el Gobierno quería conectar 371 MW solares a la red en 2010, en el 2012 había en España casi 10 veces más potencia instalada, puesto que se superan los 3.300 MW. Como resultado, el Gobierno recortó su política de ayudas al aprobar el Real Decreto 1578/2008. Esto llegó casi a paralizar el sector fotovoltaico español a causa de los cambios de regulación. Este recorte paralizó el mercado durante más de seis meses por el cambio regulatorio, redujo la retribución por la energía producida un 30%, introdujo una reducción progresiva de la retribución que puede superar el 10% anual, estableció un límite máximo anual de 500 MW durante los próximos años, con un nuevo registro para adjudicar

esta potencia que complica la tramitación administrativa de los proyectos; y dividió el mercado en dos segmentos, uno para plantas solares en suelo y otro para instalaciones solares incorporadas a la edificación, cuando más del 95% del mercado estaba orientado al suelo.

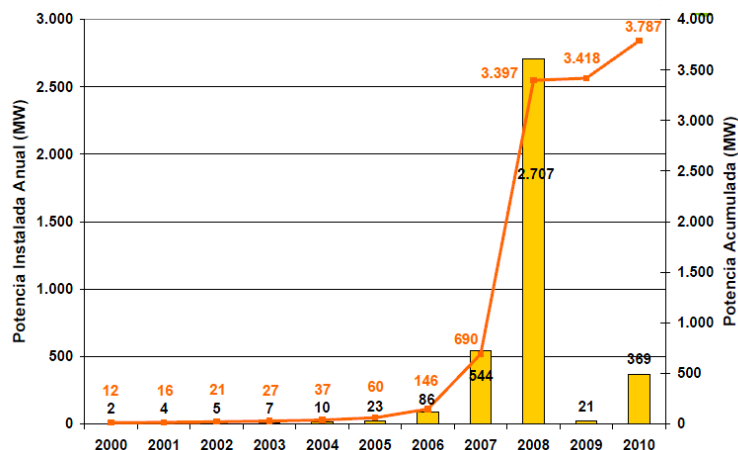


Figura 2.17. Evolución de la potencia instalada en España. EPIA.

En el año 2010 se promulgó el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Éste fue llamado “ley anti-fotovoltaica”. Se aplicó retroactividad suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil, así como se redujo la tarifa fotovoltaica en un 5% para instalaciones de techo pequeño, 25% para las instalaciones de techo medianas y un 45% para las instalaciones de suelo.

El déficit tarifario se define como la diferencia entre el coste real de producir la energía y el precio que se cobra realmente por ella, originado principalmente por los costes regulados. Este concepto surgió en el año 2000 en España, cuando el Gobierno decidió no aplicar al precio de la electricidad la súbita subida del precio del petróleo. Este déficit está originado, en cierta medida, porque los precios que se fijan para cobrar al cliente final son previsiones sobre el futuro, y por tanto como previsiones que son, a veces poseen desviaciones entre lo real y lo estimado. Este tipo de errores tendría que crear unos años una situación de déficit, mientras que otros una situación de superávit. Pero se ha dado la circunstancia que las diferentes tarifas aprobadas por los diversos Gobiernos desde el año 2000 no han conseguido paliar esa situación de déficit. Esto puede haber ocurrido debido a que el precio de los materiales para producir la energía se ha incrementado bastante más de lo que se creía.

Basándose en la compleja situación económica y financiera, y en la necesidad de seguir luchando contra el déficit tarifario se justificó la necesidad de aprobar el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Éste toma dos medidas con carácter temporal que no afectarán a las instalaciones en marcha ni a aquellas ya inscritas en el Registro de preasignación. La primera es la supresión de los incentivos económicos (tarifas reguladas, primas, límites, complemento por eficiencia, complemento por energía reactiva) para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para instalaciones de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el régimen especial. La segunda, consecuencia de la primera, es la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución de instalaciones en régimen especial.

Aunque en la Exposición de Motivos se expresa que las medidas adoptadas son de carácter temporal, la supresión del otorgamiento de incentivos económicos hace pensar lo contrario. Sobre todo, cuando se apunta un método alternativo para la obtención de los objetivos de consumo de energía renovable previstos para el año 2020 (el autoconsumo, mediante el llamado balance neto de electricidad). Cabe suponer que las medidas ahora impuestas se levantarán (o se regularán otras alternativas) en el caso de que se prevea que no van a cumplirse los objetivos citados o cuando deje de producirse nuevo déficit tarifario.

De ser un país puntero con compañías pioneras en el sector, la industria fotovoltaica se dirige sin vuelta atrás hacia la destrucción de empleo y la quiebra de algunas compañías. En la actualidad la práctica totalidad de los fabricantes de paneles fotovoltaicos españoles tienen algún ERE en marcha. Según estimaciones de la patronal fotovoltaica, se prevé que durante 2012 y principios de 2013 se hayan perdido el 83,3% del empleo directo de la industria en tan solo cuatro o cinco años. Por tanto, ante esta situación lo que están haciendo las empresas del Sector Fotovoltaico nacional es intensificar la salida hacia otros mercados exteriores para desarrollar su actividad, ya que la situación en España no se corresponde con lo que sucede más allá de nuestras fronteras. Aproximadamente el 50% de los promotores e instaladores ya están trabajando en otros países, mientras que los fabricantes vienen exportando el 70% de los paneles que fabrican.

2.3.3.3. Previsión de futuro

Pese a que la perspectiva del futuro mercado fotovoltaico no es muy optimista la EPIA (Asociación de la Industria Europea Fotovoltaica) prevé un ligero incremento de la potencia acumulada en España durante los próximos años.

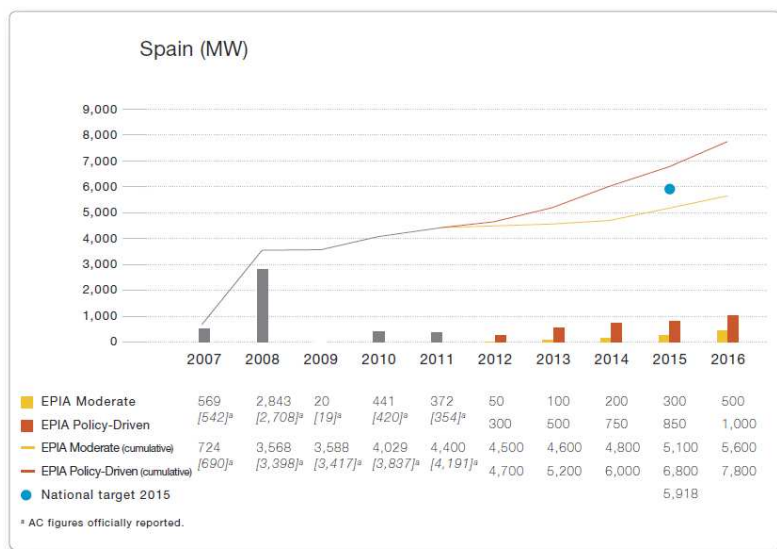


Figura 2.18. Previsión de futuro en España. EPIA.

2.3.3.4. Distribución actual

Actualmente, la mayor parte de la potencia instalada en España se conecta a red. Las instalaciones no se distribuyen equitativamente por comunidades autónomas, ni por insolaación de la zona. Navarra ha sido la comunidad de referencia, aunque cada vez menos respecto a otras zonas de mayor recurso solar, como Valencia, Murcia o Castilla la Mancha. Destacar a Extremadura, pues es la comunidad donde se localiza el crecimiento más acelerado.

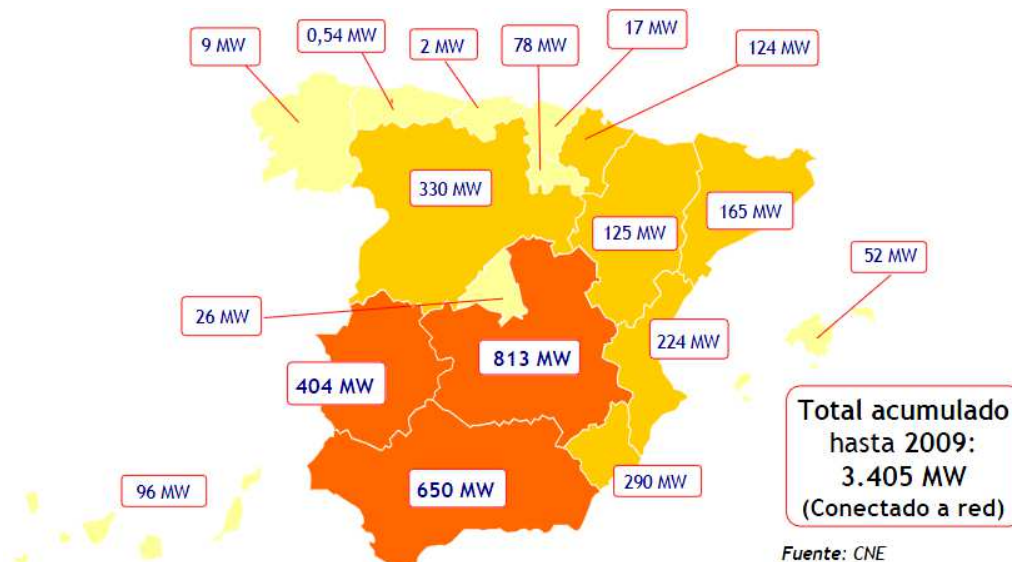


Figura 2.19. Distribución de potencia en España.

3. METODOLOGÍA

A continuación se va a proceder al dimensionado de las instalaciones solares fotovoltaicas. Como hemos descrito previamente vamos a comparar la rentabilidad de tres alternativas diferentes. Dos instalaciones aisladas de la red eléctrica, una que cubra completamente las necesidades energéticas de la granja y otra que cubra únicamente las necesidades de los meses más productivos, comprando la energía restante; y una instalación conectada a la red eléctrica. Este tipo instalación se calcula totalmente ajena a las necesidades de la granja, su único fin es valorar la rentabilidad respecto a las instalaciones aisladas. La explotación se abastecerá de la red de manera independiente a la central solar, y esta inyectará su energía a la red sin pasar por la granja, solo se tendrá en cuenta el dimensionado del número de paneles y distribución de la aislada para valorar adecuadamente las diferencias de rentabilidad entre un tipo de instalación y otro.

Para el dimensionado de las instalaciones solares se van a emplear los soportes informáticos PVGIS y PVSyst, además de realizarse determinados cálculos manuales. Hoy en día PVSyst es el programa de cálculo de instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red más usada en el mundo empresarial ya que es sencilla de usar además de tener una precisión excelente y un gran abanico de posibilidades de cálculo y de opciones de simulación. PVGIS es una de las más completas bases de datos que hay en la red, de libre acceso, y tiene la posibilidad de exportar los datos directamente a PVSyst.

3.1. NECESIDADES PREVIAS AL DIMENSIONADO

Antes de llevar a cabo el dimensionado de los elementos de la instalación es necesario conocer tanto el consumo eléctrico de la explotación, como los datos de radiación de la ubicación del proyecto.

3.1.1. CONSUMO DE LA EXPLOTACIÓN

Los datos han sido suministrados por el propietario de la granja.

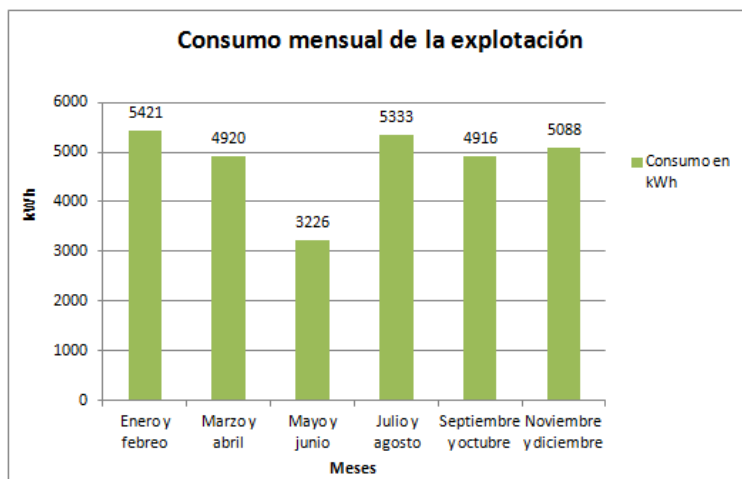


Figura 3.1. Consumo mensual de la explotación.

A partir de estos datos mensuales se obtiene el consumo diario. Cabe destacar que los seguidores solares también tienen su propio consumo que se ha de tener en cuenta. Este consumo aparece en la ficha técnica de los seguidores empleados (16 kWh/año), anejo VII. Como posteriormente se expondrá, la instalación constará de 4 seguidores. Suponemos un consumo igual de los seguidores durante todos los días del año.

Según Pareja Aparicio, M. (2010), el valor calculado de consumo hay que aumentarlo para mantener un consumo aceptable de la instalación generadora. A dicho aumento se le denomina margen de seguridad, aunque en ciertas documentaciones se denomina como factor de seguridad. El autor señala que un valor típico es el 20%, aunque otros autores indican valores diferentes (10%, 15% o 25%). El técnico que diseñe la instalación decidirá el margen de seguridad, y en este caso se elige un 20%.

| Mes | Consumo mensual granja (kWh) | Consumo diario granja (kWh) | Consumo diario seguidores (kWh) | Margen de seguridad (%) | Consumo total diario (kWh) |
|-----|------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-------------------------|----------------------------|
| ENE | 2.710,5 | 87,44 | 0,18 | 20 % | 105,13 |
| FEB | 2.710,5 | 96,80 | 0,18 | 20 % | 116,37 |
| MAR | 2.460 | 79,35 | 0,18 | 20 % | 95,44 |
| ABR | 2.460 | 82,00 | 0,18 | 20 % | 98,61 |
| MAY | 1.613 | 52,03 | 0,18 | 20 % | 62,65 |
| JUN | 1.613 | 53,77 | 0,18 | 20 % | 64,73 |
| JUL | 2.666,5 | 86,02 | 0,18 | 20 % | 103,43 |
| AGO | 2.666,5 | 86,02 | 0,18 | 20 % | 103,43 |
| SEP | 2.458 | 81,93 | 0,18 | 20 % | 98,53 |
| OCT | 2.458 | 79,29 | 0,18 | 20 % | 95,36 |
| NOV | 2.544 | 84,80 | 0,18 | 20 % | 101,97 |
| DIC | 2.544 | 82,06 | 0,18 | 20 % | 98,69 |

Tabla 3.1. Consumo total (I).

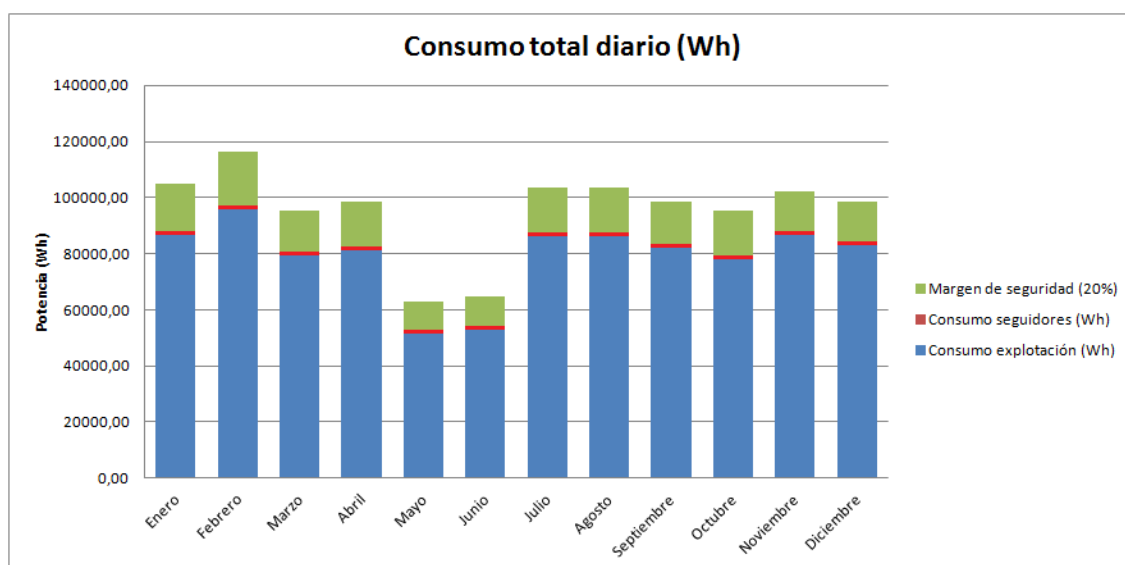


Figura 3.2. Consumo diario total (I).

3.1.2. RADIACIÓN DEL LUGAR

El PVsyst dispone de los datos de radiación de un gran número de ciudades y pueblos, sin embargo Robres no es uno de ellos. Por tanto, para comenzar el dimensionado de la instalación estos datos han de ser introducidos. En este caso se empleará la base de datos PVGIS.

Para obtener los datos necesarios se localiza la parcela donde se llevará a cabo la instalación, se marcan las casillas que se muestran en la imagen, radiación horizontal y temperatura media, y se pulsa el botón calcular.



Figura 3.3. Página principal de la base de datos de radiación PVGIS.

Los datos obtenidos son los siguientes:

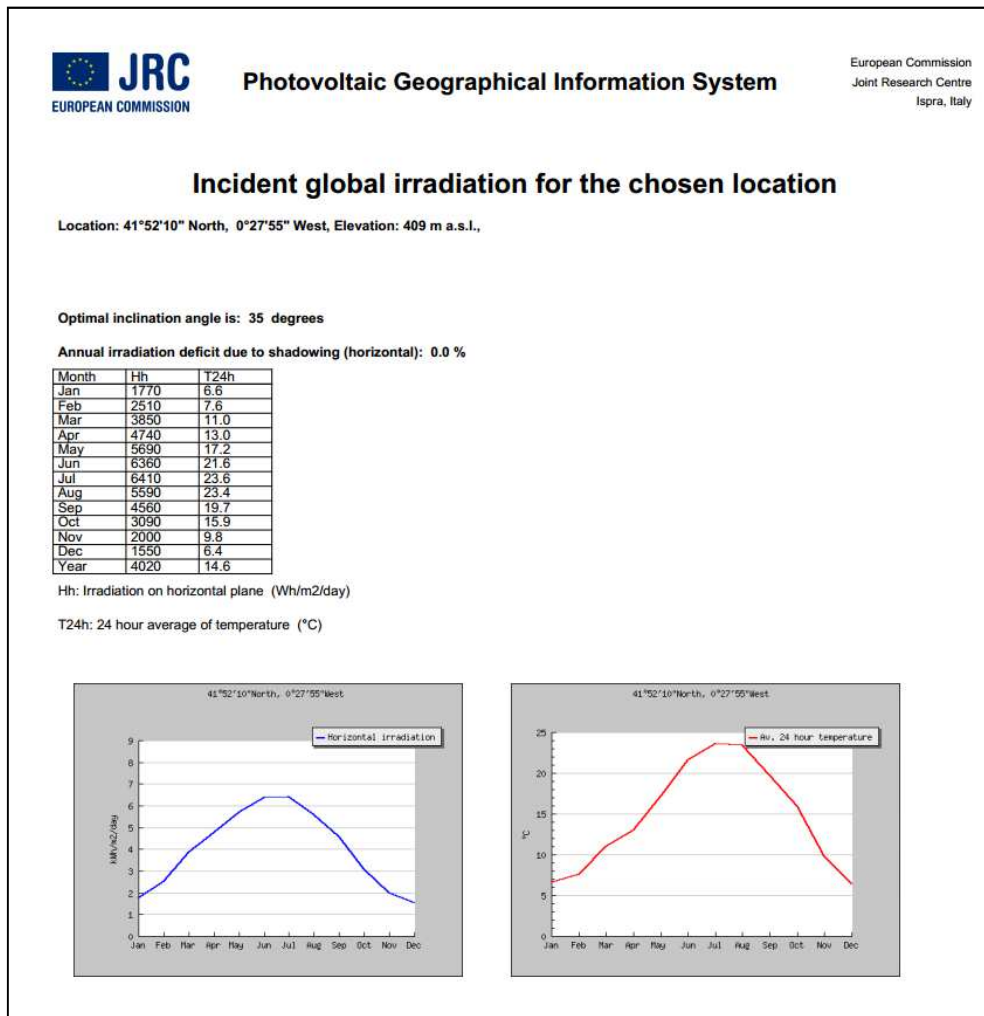


Figura 3.4. Datos obtenidos del PVGIS.

Una vez obtenidos los datos necesarios paso a introducirlos en el programa. Para ello se elige la opción “herramientas”, donde se encuentran todas las opciones para ampliar la base de datos del programa.

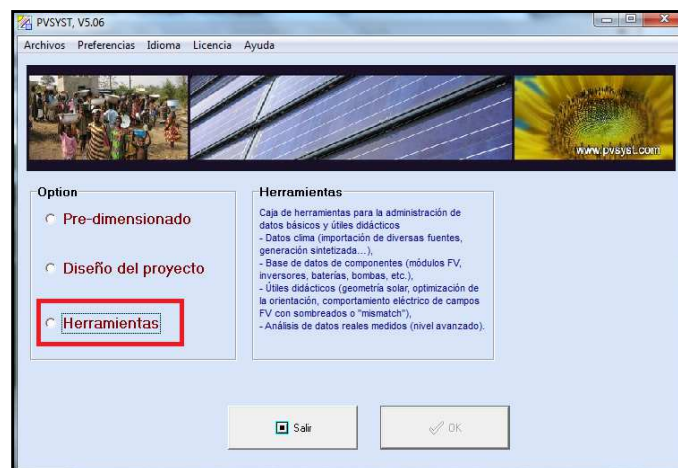


Figura 3.5. Página principal del PVsyst (I).

El siguiente paso consiste en elegir la opción “importación base clima”, para así introducir los datos de Robres.



Figura 3.6. Página herramientas del PVsyst.

A continuación se introducirán los datos climatológicos, ya que el programa permite importarlos directamente desde la base de datos PVGIS.

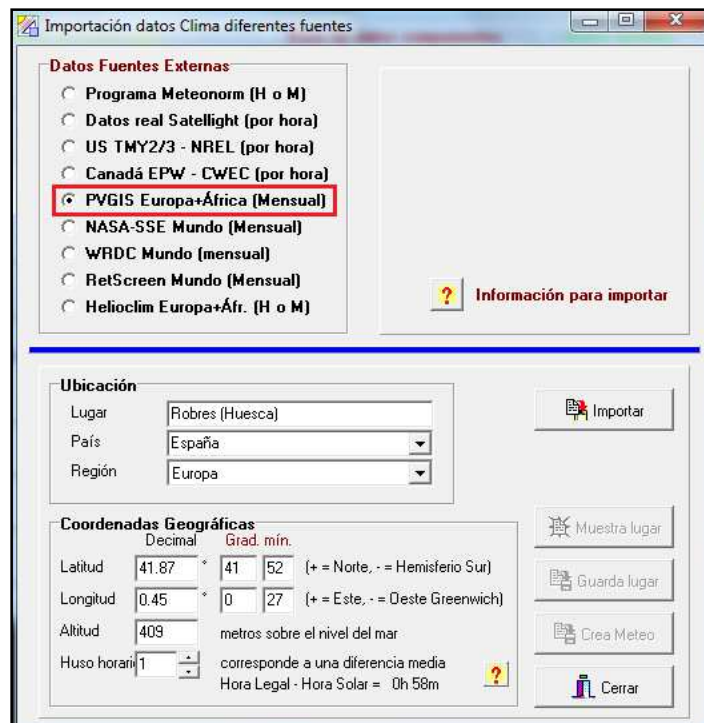


Figura 3.7. Importación de los datos climatológicos.

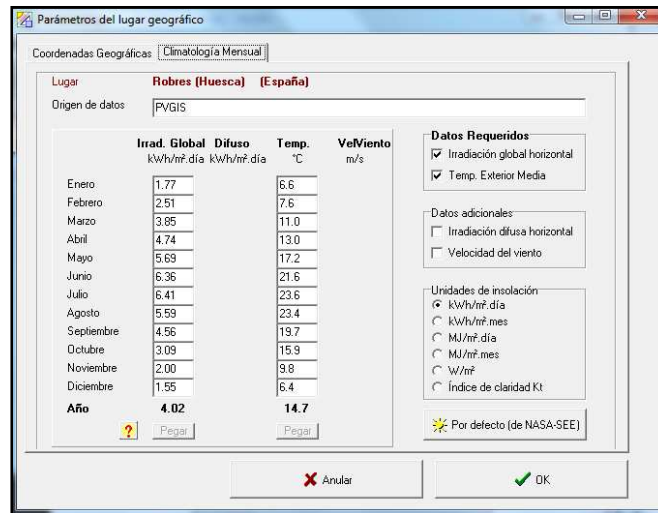


Figura 3.8. Datos introducidos en el programa.

En la siguiente figura se pueden observar los datos ya importados en el PVsyst, con su correspondiente gráfica de la trayectoria solar.

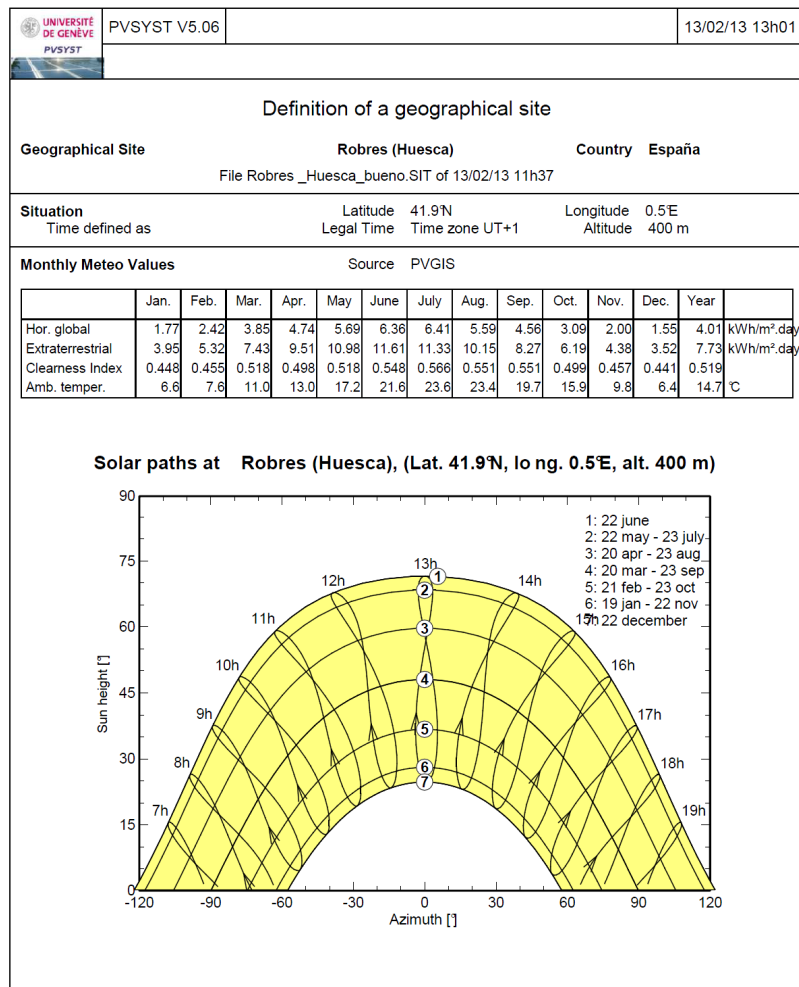


Figura 3.9. Gráfica trayectoria solar.

3.2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

Una vez conocido el consumo de la explotación e importado los datos climatológicos se procede al dimensionado de las instalaciones objeto de este proyecto. Como ya se ha indicado previamente, se van a diseñar tres tipos de instalaciones diferentes, una instalación aislada que genere la energía necesaria para abastecer a la explotación durante todos los meses del año, otra que únicamente abastezca a la explotación durante los meses más productivos, y una tercera de las mismas dimensiones que la primera, pero conectada a la red eléctrica. El diseño se ha realizado con la ayuda del PVsyst.

3.2.1. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA.

Para comenzar con el dimensionado, desde la pantalla principal del PVsyst se selecciona “Diseño del proyecto” y “Aislado”.

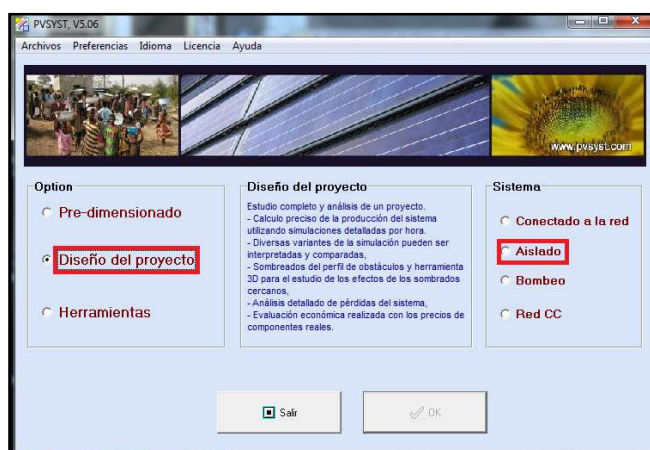


Figura 3.10. Pantalla principal PVsyst (II).

Una vez elegido el proyecto aparece una pantalla con diversas pestañas, como podemos observar en la siguiente figura.

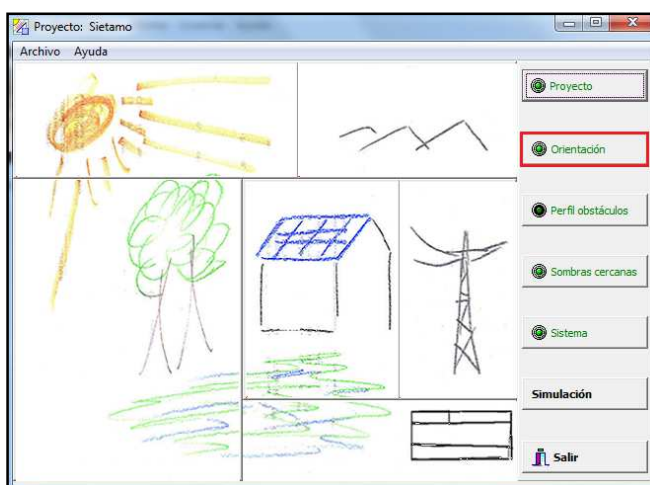


Figura 3.11. Pantalla de opciones del proyecto aislado (I).

Entramos en la pestaña “orientación”. En este apartado se indica el tipo de estructuras empleadas y su orientación. Se van a emplear seguidores solares de dos ejes **DEGERtracker D100**, cuyos ángulos de rotación (300°) y elevación (10-90°) obtenemos de la ficha técnica, anexo VII.

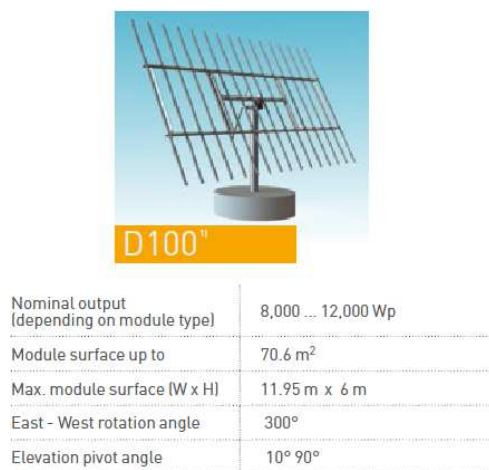


Figura 3.12. Seguidor solar.

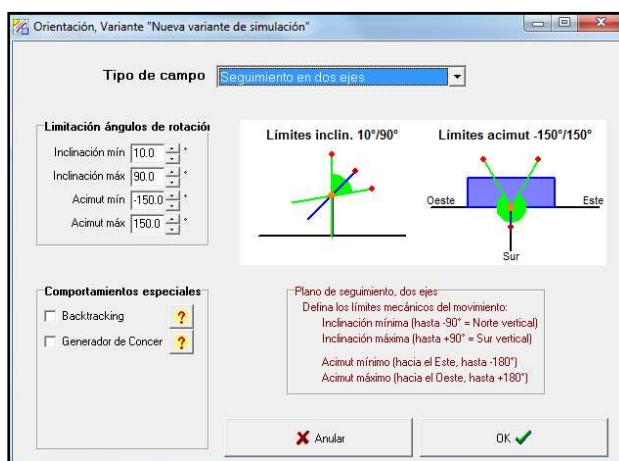


Figura 3.13. Pantalla de orientación.

El siguiente paso va a ser calcular los elementos de la instalación, comenzando por los módulos solares.

3.2.1.1. Elección de los módulos solares

El número de paneles solares necesarios se va a obtener partiendo de las necesidades energéticas de la explotación, a partir de la siguiente expresión:

$$NP = \frac{E (W \cdot h)}{Wp \times Rto \times HPS}$$

Donde E ($W \cdot h$) es la potencia diaria requerida por la explotación, W_p (W) la potencia pico de cada panel solar, R_{to} el rendimiento global de la instalación y HPS el número de horas pico solar. Se estima un número orientativo de paneles solares, que más adelante se ajustará mediante el PVsyst.

Ahora es necesario introducir un concepto muy importante, las horas pico solar HPS (h), definido como las horas de luz solar por día equivalentes, pero definidas en base a una irradiancia I (kW/m^2) constante de $1 kW/m^2$, a la cual está siempre medida la potencia de los paneles solares. Es un modo de estandarizar la curva diaria de irradiancia solar:

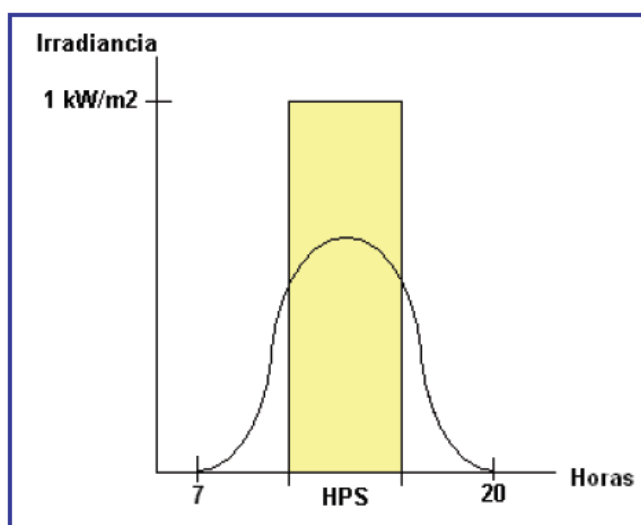


Figura 3.14. Definición de las horas de pico solar.

Como puede observarse en la figura 3.14., el área definida por el rectángulo (irradiación en base a las horas de pico solar) es igual al área definida por la curva horaria de irradiación real.

Calculamos las HPS a partir de la siguiente fórmula:

$$H \text{ (kWh/m}^2 \text{ día)} = I \text{ (1 kWh/m}^2\text{)} \times \text{HPS (h)}$$

Donde H (kWh/m^2) es la irradiación solar diaria media en superficie inclinada del lugar. Para obtener este dato empleamos otra vez el soporte informático PVGIS, que lo determina a partir de valores estadísticos de la zona. Para que nos proporcione los datos deseados introducimos las coordenadas de la parcela donde se sitúa la explotación, seleccionamos la opción “radiación en el ángulo óptimo” y presionamos el botón “calcular”.

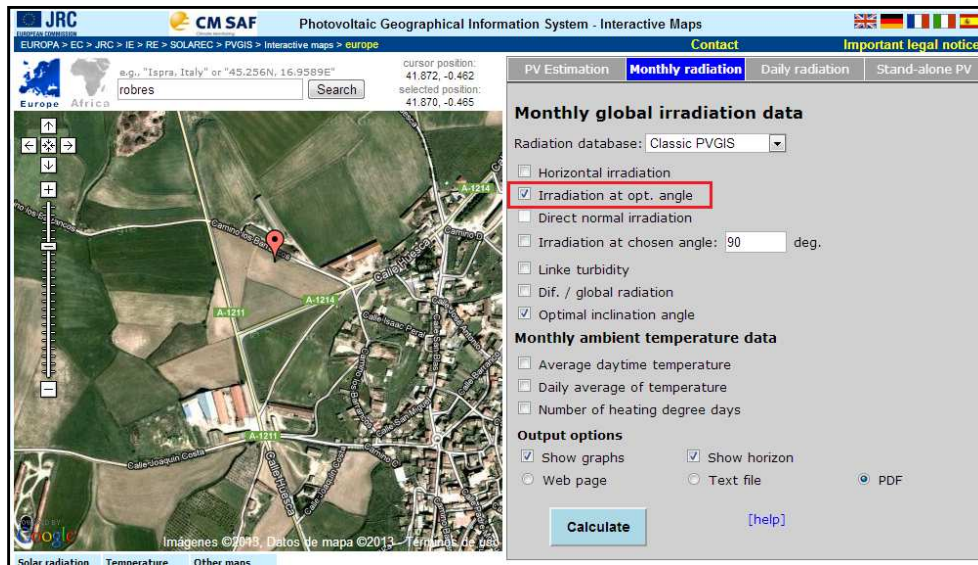


Figura 3.15. Pantalla principal PVGIS.

En la siguiente figura podemos observar el valor de H (Wh/m²) para cada mes del año.

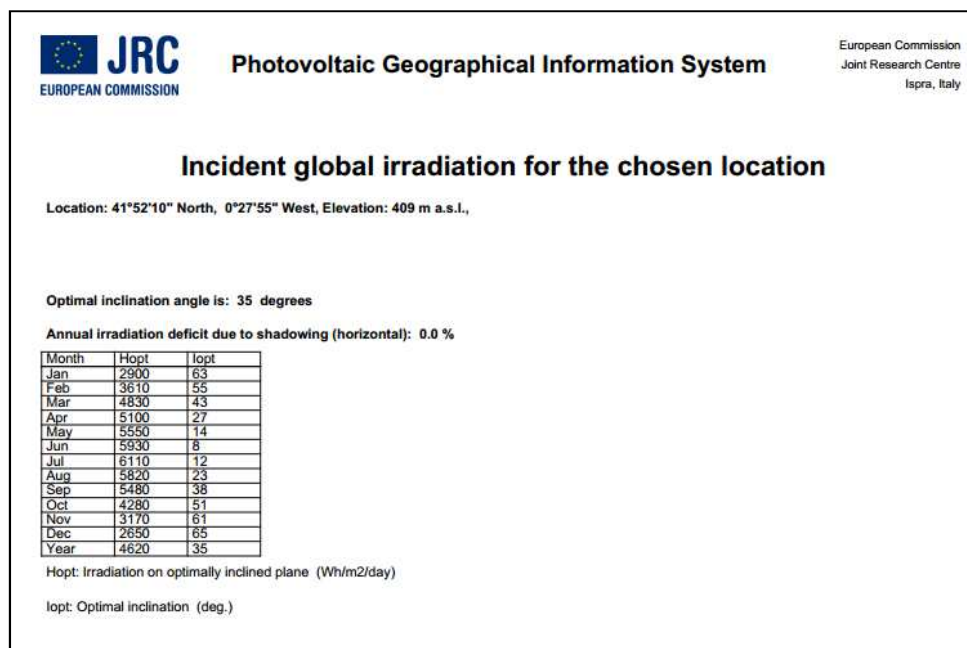


Figura 3.16. Radiación solar diaria media para un ángulo de inclinación óptimo.

Por tanto, a partir de estos datos obtenemos las HPS diarias de cada mes.

| HPS (horas) | | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
| 2,9 | 3,61 | 4,83 | 5,10 | 5,55 | 5,93 | 6,11 | 5,82 | 5,48 | 4,28 | 3,17 | 2,65 |

Tabla 3.2. Horas de pico solar.

La instalación la formarán 168 módulos, 2 conectados en serie y 84 en paralelo. Los módulos escogidos son **IBC PolySol 230 DS 24V**.

TECHNICAL DATA

| IBC PolySol | 230 DS |
|-----------------------------------|--------|
| STC Power Pmax (Wp) | 230 |
| STC Nominal Voltage Umpp (V) | 29,6 |
| STC Nominal Current Impp (A) | 7,78 |
| STC Open circuit voltage Uoc (V) | 36,8 |
| STC Short circuit current Isc (A) | 8,35 |



Figura 3.17. Paneles solares.

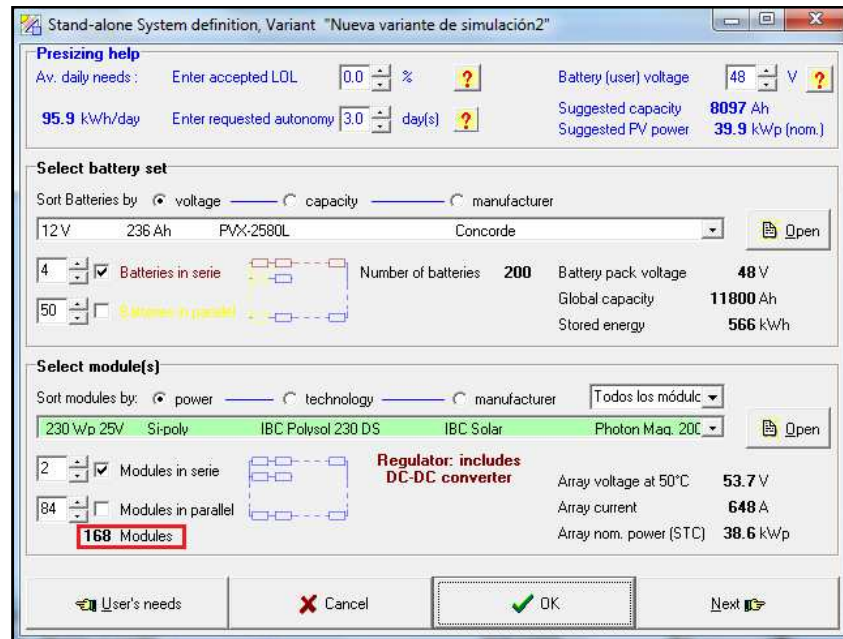


Figura 3.17. Número de módulos.

Los seguidores solares tienen una superficie modular máxima de 11,95 x 6 m (70,6 m²). Por tanto, cada seguidor soportará 42 módulos solares, necesiándose 4 seguidores solares.

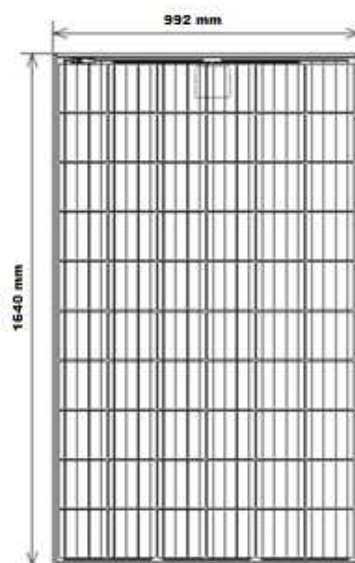


Figura 3.17. Dimensiones de los módulos.

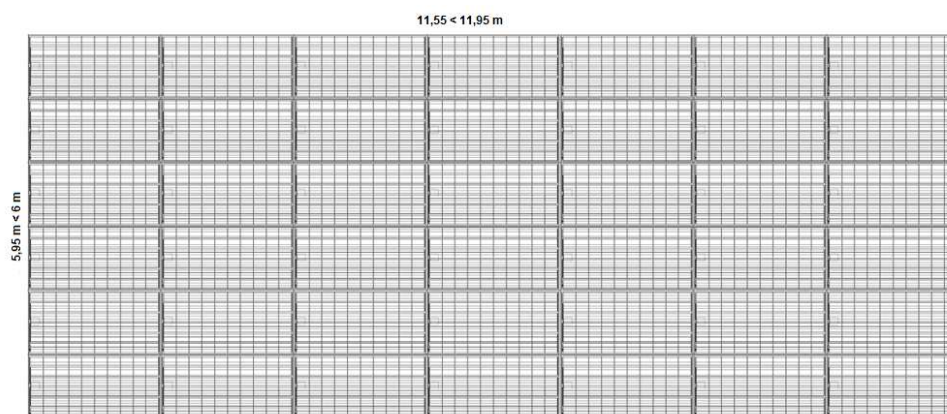


Figura 3.18. Superficie modular del seguidor.

Cada módulo tiene una superficie de 1,65 x 0,992 m. Como se puede observar en la figura anterior las medidas de la superficie modular serán de 11,55 x 5,95 m (68,7 m²), por lo que cumple a la perfección con las medidas máximas soportadas por el seguidor.

Una vez conocidos el número y tamaño de los seguidores hay que establecer la distancia mínima entre ellos para que no se produzca un sombreado excesivo, pero que no sea demasiado grande para que el gasto en cableado no resulte desmesurado.

3.2.1.2. Distancia entre seguidores

Para calcular la distancia entre seguidores es necesario conocer la altura de los mismos. Pero dicha altura variará en función de la inclinación y del tamaño.

Para calcular la altura (h) en función de la inclinación (β) y del tamaño del seguidor (a) en metros, se utiliza la siguiente ecuación:

$$h = a \times \sin \theta$$

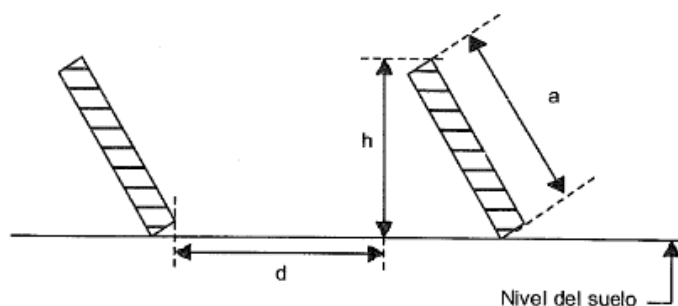


Figura 3.19. Altura del seguidor.

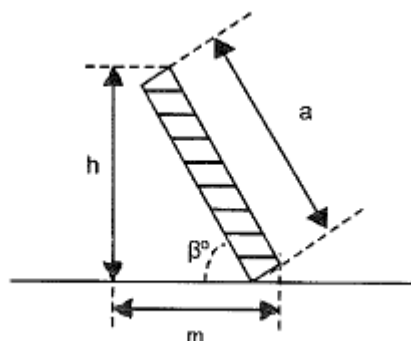


Figura 3.20. Altura del seguidor en función de la inclinación.

Como se acaba de indicar, el seguidor estará formado a lo ancho por seis paneles de 0,99 metros cada uno. Pero los paneles no se apoyan directamente sobre el suelo, si no que están elevados unos metros por el mástil del seguidor. La longitud del mástil puede oscilar entre 4 y 8 metros como se puede observar en la ficha técnica, anexo VII, por lo que para los cálculos tomamos 6 metros como medida de referencia. Pero el mástil se une a la zona media por lo que la anchura final será de:

$$a = 6 m + (6/2) m = 9 \text{ metros}$$

Por tanto se toma como valor de anchura 9 metros.

Para calcular la altura (h) del seguidor es preciso conocer el ángulo de inclinación del mismo. Éste permite un ángulo de elevación de 10° a 90° . En la siguiente figura podemos observar el ángulo de inclinación óptimo los módulos a lo largo de los doce meses del año, para la ubicación de la explotación. Este dato ha sido obtenido a partir de la base de datos PVGIS.

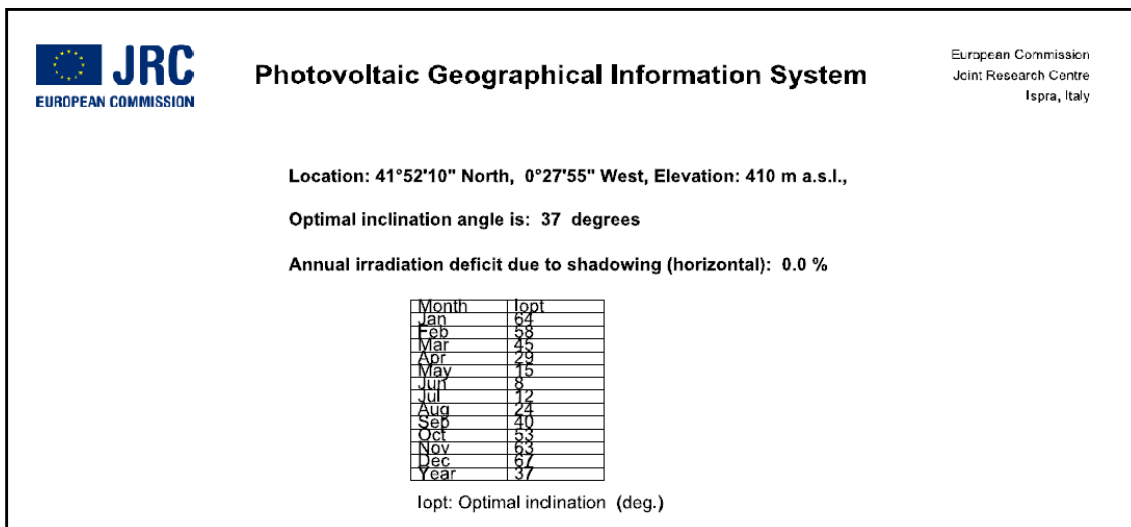


Figura 3.21. Ángulo óptimo de inclinación.

Para determinar la altura se ha empleado el ángulo más desfavorable, es decir, 90°, que es la posición del seguidor durante las primeras y últimas horas del día.

$$h = a \times \sin \theta = 9 \text{ m} \times \sin 90^\circ = 9 \text{ metros}$$

Finalmente se establece la distancia mínima entre los seguidores solares a partir de la siguiente expresión:

$$d = h \times k$$

Donde k es una constante que depende de la latitud del lugar.

| Latitud | 29° | 37° | 39° | 41° | 43° | 45° |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| k | 1,600 | 2,246 | 2,475 | 2,747 | 3,078 | 3,487 |

Tabla 3.3. Coeficiente adimensional k.

Dicha constante adimensional k se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$K = 1 / \text{tg} (61^\circ - \text{latitud})$$

La latitud de la finca donde se desarrolla el proyecto es de 41° 52', por lo que k = 2,9; por tanto:

$$d = h \times k = 9 \times 2,9 = 26 \text{ metros}$$

3.2.1.3. Orientación y sombreado

El siguiente paso es conocer el sombreado de los seguidores, el cual se va a determinar con ayuda del PVsyst. Para ello se clica en la pestaña "Sombras cercanas" de la pantalla de opciones del programa.

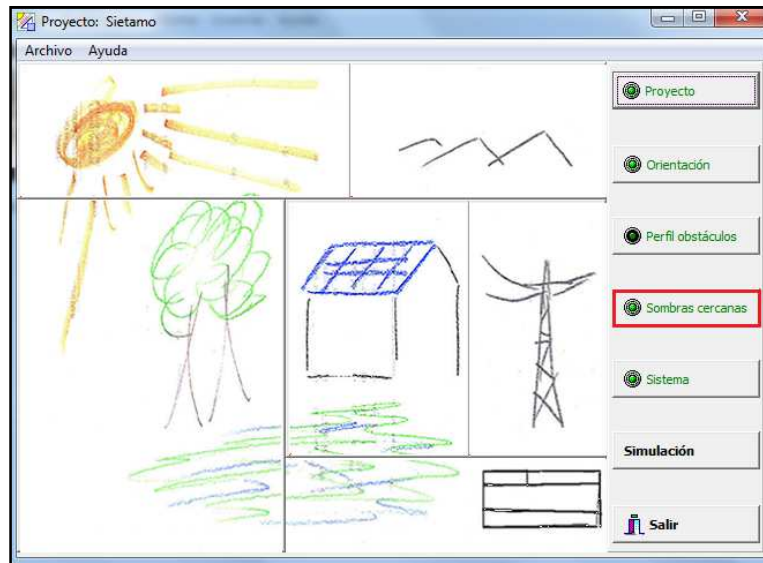


Figura 3.22. Pantalla de opciones del proyecto aislado (II).

Para poder obtener las pérdidas por sombreado se precisa del diseño de la instalación, teniendo en cuenta las dos naves que forman la explotación.

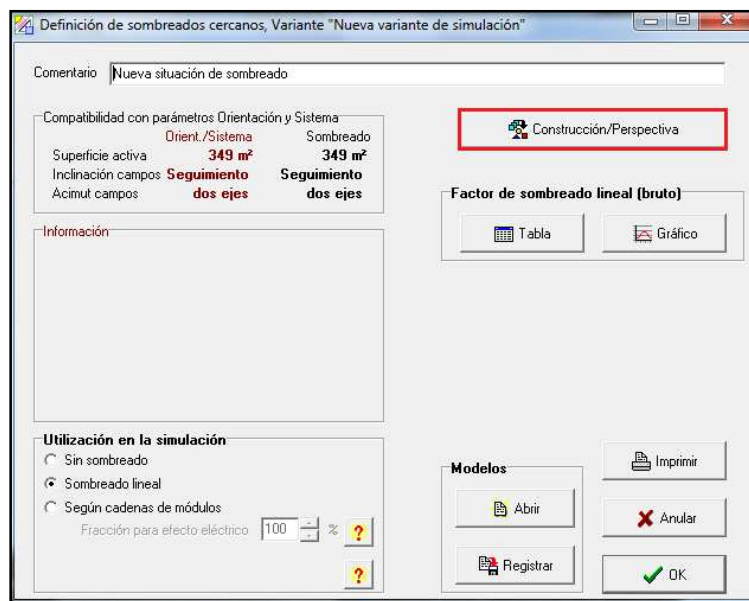


Figura 3.23. Pantalla de sombreado cercano

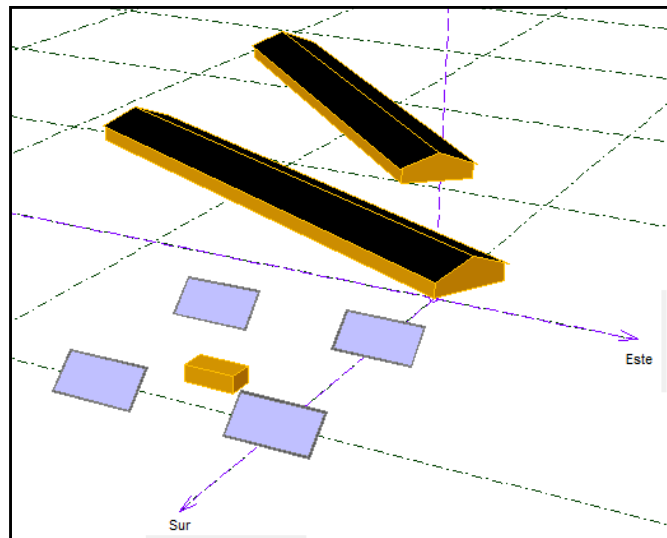


Figura 3.24. Diseño de la instalación. Alternativa 1 (I)

Una vez se ha diseñado la instalación, el programa calcula automáticamente el factor de sombreado y las pérdidas causadas por el mismo.

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo

| Acimut | -180° | -160° | -140° | -120° | -100° | -80° | -60° | -40° | -20° | 0° | 20° | 40° | 60° | 80° | 100° | 120° | 140° | 160° | 180° | |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 90° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 80° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 70° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 60° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 50° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 40° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 30° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 20° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 10° | 0.936 | 0.989 | 1.000 | 1.000 | 0.909 | 0.909 | 0.998 | 0.998 | 0.988 | 0.935 | 0.988 | 0.999 | 1.000 | 0.910 | 0.910 | 1.000 | 1.000 | 0.989 | 0.936 | 0.936 |
| 2° | 0.246 | 0.632 | 0.636 | 0.970 | 0.713 | 0.715 | 0.993 | 0.792 | 0.910 | 0.569 | 0.932 | 0.794 | 0.980 | 0.715 | 0.718 | 0.967 | 0.672 | 0.513 | 0.246 | 0.246 |

Factor de sombreado para difuso: 0.988 y para albedo: 0.818

Tabla 3.4. Factor de sombreado. Alternativa 1.

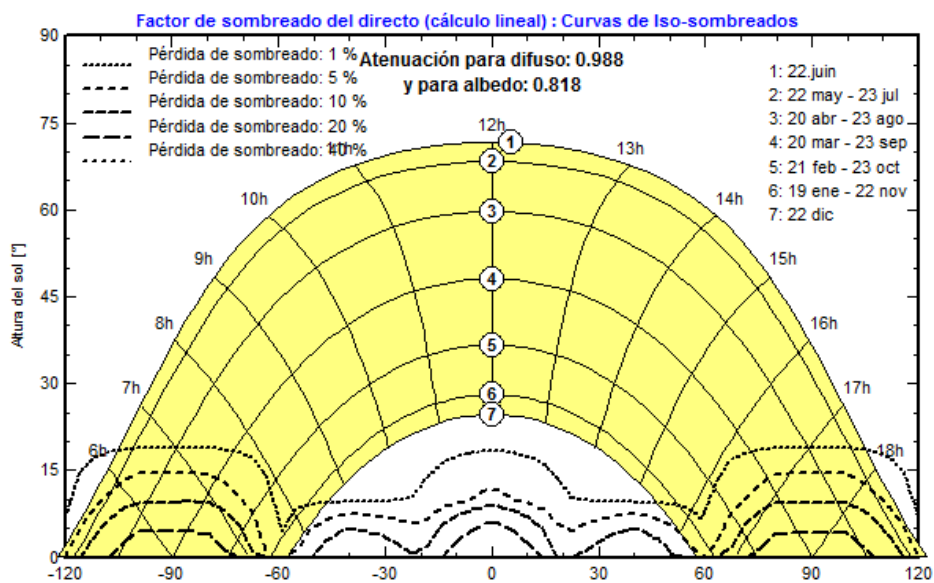


Figura 3.25. Gráfica factor de sombreado. Alternativa 1.

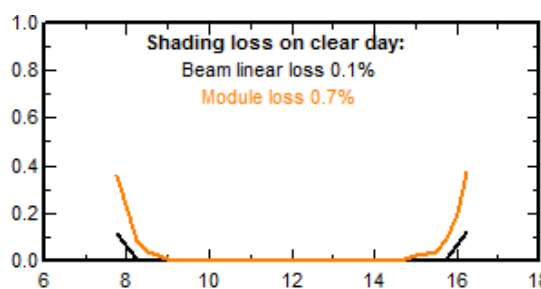


Figura 3.26. Diagrama de pérdidas por sombreado para el 15/12

3.2.1.4. Producción

Una vez determinado el número de módulos solares que comprenderá la instalación se procede al cálculo de la energía generada por los mismos. Este cálculo lo realiza el soporte informático PVsyst de forma automática.

| Mes | Seguidores | E generada (kWh) | E requerida (kWh) | % Sobreproducción |
|-----|------------|------------------|-------------------|-------------------|
| ENE | 4 | 3.885 | 3.259 | 19,21 % |
| FEB | 4 | 6.566 | 3.258 | 101,53 % |
| MAR | 4 | 9.480 | 2.959 | 220,38 % |
| ABR | 4 | 9.121 | 2.958 | 208,35 % |
| MAY | 4 | 11.512 | 1.942 | 492,79 % |
| JUN | 4 | 13.032 | 1.942 | 571,06 % |
| JUL | 4 | 11.634 | 3.206 | 262,88 % |
| AGO | 4 | 10.194 | 3.206 | 217,97 % |
| SEP | 4 | 8.372 | 2.956 | 183,22 % |
| OCT | 4 | 6.269 | 2.956 | 112,08 % |
| NOV | 4 | 4.346 | 3.059 | 42,07 % |
| DIC | 4 | 3.717 | 3.059 | 21,51 % |

Tabla 3.5. Energía generada mes a mes. Alternativa 1.

Según el CTE, el dimensionado de la instalación aislada de la red eléctrica estará limitado por el cumplimiento de la condición de que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110 % de la demanda energética.

Como se puede observar en más de un mes existe una sobreproducción de más del 110 % de la energía consumida, por lo que no cumplimos con las especificaciones del CTE. Para cumplir con este requisito se deberán mantener tapados con una lona reflectante algunos seguidores durante los meses de mayor producción energética. En la siguiente figura podemos observar el número de seguidores en uso durante cada mes y su producción.

| Mes | Seguidores | E generada (kWh) | E requerida (kWh) | % Sobreproducción |
|-----|------------|------------------|-------------------|-------------------|
| ENE | 4 | 3.885 | 3.259 | 19,21 % |
| FEB | 2 | 3.283 | 3.258 | 0,77 % |
| MAR | 2 | 4.740 | 2.959 | 60,19 % |
| ABR | 2 | 4.561 | 2.958 | 54,18 % |
| MAY | 1 | 2.878 | 1.942 | 48,20 % |
| JUN | 1 | 3.258 | 1.942 | 67,77 % |
| JUL | 2 | 5.817 | 3.206 | 81,44 % |
| AGO | 2 | 5.097 | 3.206 | 58,98 % |
| SEP | 2 | 4.186 | 2.956 | 41,61 % |
| OCT | 2 | 3.135 | 2.956 | 6,04 % |
| NOV | 3 | 3.260 | 3.059 | 6,55 % |
| DIC | 4 | 3.717 | 3.059 | 21,51 % |

Tabla 3.6. Seguidores solares en uso. Alternativa 1.

Así surge la segunda alternativa de la cual se analizará su rentabilidad. Consiste en abastecer totalmente a la explotación solamente los meses más productivos, es decir de febrero a octubre. Así se evita la instalación de dos seguidores con sus correspondientes 84 paneles solares, que únicamente estarían activos durante tres meses al año. Como veremos más adelante esto supone un importante ahorro económico.

3.2.1.5. Conexión serie-paralelo de los paneles

En la mayoría de las instalaciones, dependiendo de la potencia de la instalación, es necesario asociar varios paneles en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente adecuados. En una conexión en paralelo se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos, consiguiendo aumentar la corriente generada y manteniendo un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada módulo. En una conexión en serie se conecta el polo positivo de un módulo con el polo negativo del siguiente, aumentando la tensión y manteniendo el mismo valor de corriente generada. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones generadas por cada módulo. Mi instalación va a ser mixta, es decir, se va a conectar tanto en serie como en paralelo.

Conectando más paneles en serie se aumenta la tensión del sistema, disminuyendo la intensidad transportada, lo que redundará en un menor gasto en cableado. La tensión de ali-

mentación de los inversores solares para instalaciones aisladas tiene valores típicos de 12, 24 y 48 voltios. Por tanto, teniendo en cuenta estos dos aspectos se va a establecer la tensión del sistema en 48 V.

La tensión del campo solar no podrá ser nunca superior a la del sistema, por lo que dividiendo la tensión del sistema entre la tensión nominal de los módulos escogidos se obtiene el número de paneles solares que podemos conectar en serie.

$$PS = \frac{\text{Tensión del sistema}}{\text{Tensión del panel fotovoltaico}} = \frac{48 \text{ V}}{24 \text{ V}} = 2 \text{ paneles en serie}$$

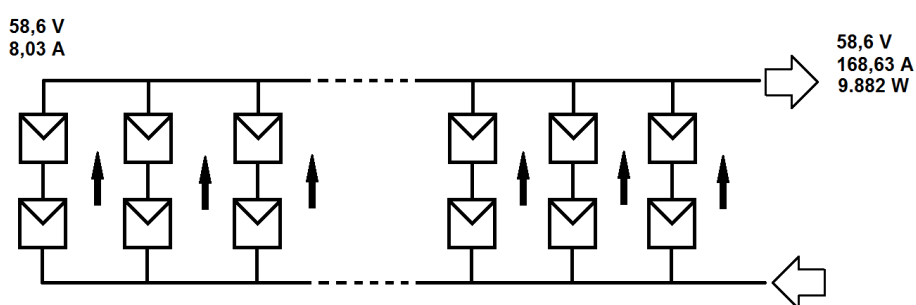


Figura 3.27. Esquema de la conexión de los paneles solares por seguidor.

3.2.1.6. Elección del regulador

Para determinar el regulador de carga adecuado se debe calcular la corriente del regulador a partir de la corriente de cortocircuito de los paneles.

$$I_{\text{CAMPO FOTOVOLTAICO}} = 1,25 * I_{\text{SC}} * \text{Número de paneles en paralelo}$$

$$I_{\text{CAMPO FOTOVOLTAICO}} = 876,75 \text{ A}$$

Se instalarán 5 reguladores **LQTRADE SSCP-48-200A** conectados en serie.

| Model no. | SSCP-48-200A |
|-----------------------------|--------------|
| Solar watts rated | 10KW |
| Charging current rated | 200A |
| Max. voltage of solar panel | 96,0V Max. |
| Battery voltage rated | 48V |



Figura 3.28. Regulador de carga. Alternativa 1.

3.2.1.7. Elección de las baterías

Para calcular el número de baterías necesarias es preciso determinar la capacidad (A·h) necesaria del banco de baterías. Para ello resulta necesario conocer los Ah necesarios al día, obtenidos a partir de la potencia generada por los paneles solares. Se decide dimensionar la instalación para una autonomía de tres días. El cálculo del número de baterías necesarias se realiza mediante el uso de las siguientes expresiones.

$$\text{Capacidad necesaria al día (A·h)} = \frac{\text{P diaria generada}}{\text{Tensión del sistema}}$$

$$\text{Capacidad necesaria (A·h)} = \frac{\text{Ah necesarios al día} \times \text{Daut (3 días)}}{\text{Profundidad de descarga (0,7)}}$$

Una vez obtenida la capacidad del banco de baterías únicamente hay que dividir esta capacidad entre la capacidad nominal de la batería para obtener el número de acumuladores a conectar en paralelo.

$$\text{BP} = \frac{\text{Capacidad necesaria}}{\text{Capacidad de la batería}}$$

Dividiendo la tensión del sistema entre la tensión de las baterías (12 V), véase ficha técnica, anejo VII, se obtiene el número de acumuladores que debemos conectar en serie.

$$\text{BS} = \frac{\text{Tensión del sistema}}{\text{Tensión de la batería}}$$

Se van a emplear baterías **CONCORDE PVX-2580L**.

| PVX-2580L | | | | | | | |
|---|-----------|----------------------------|-----------|------------|------------|------------|-------------|
| Voltage | | 12v | | | | | |
| Battery Series | | 12 Volt Sun Xtender Series | | | | | |
| Nominal Capacity Ampere Hours @ 25° C (77° F) to 1.75 Volts per cell - 24 Hour Rate | | 258 Ah | | | | | |
| Weight | | 159 lb / 72.1 kg | | | | | |
| Sun Xtender® Solar Battery Part Number | Length | | Width | | Height | | |
| | in | mm | in | mm | in | mm | |
| PVX-2580L | 20.76 | 527 | 10.89 | 277 | 9.77 | 248 | |
| Nominal Capacity Ampere Hours @ 25° C (77° F) to 1.75 volts per cell | | | | | | | |
| 1 Hr Rate | 2 Hr Rate | 4 Hr Rate | 8 Hr Rate | 24 Hr Rate | 48 Hr Rate | 72 Hr Rate | 120 Hr Rate |
| 165 Ah | 209 Ah | 214 Ah | 236 Ah | 258 Ah | 285 Ah | 295 Ah | 305 Ah |



Figura 3.29. Acumulador solar (I)

| Mes | Energía generada (W·h) | Capacidad necesaria (A·h) | Baterías en serie | Baterías en paralelo | Baterías totales |
|-----|------------------------|---------------------------|-------------------|----------------------|------------------|
| ENE | 126.226 | 11.270 | 4 | 44 | 176 |
| FEB | 177.375 | 15.837 | 4 | 62 | 248 |
| MAR | 153.242 | 13.682 | 4 | 54 | 216 |
| ABR | 154.117 | 13.760 | 4 | 54 | 216 |
| MAY | 91.669 | 8.185 | 4 | 32 | 128 |
| JUN | 106.175 | 9.480 | 4 | 37 | 148 |
| JUL | 185.161 | 16.532 | 4 | 65 | 260 |
| AGO | 163.645 | 14.611 | 4 | 57 | 228 |
| SEP | 140.433 | 12.539 | 4 | 49 | 196 |
| OCT | 102.016 | 9.109 | 4 | 36 | 144 |
| NOV | 146.967 | 13.122 | 4 | 51 | 204 |
| DIC | 120.613 | 10.769 | 4 | 42 | 168 |

Tabla 3.7. Cálculo de las baterías. Alternativa 1.

Como podemos observar en la figura anterior, el mes en el que más carga hay que acumular es julio. Durante este mes necesitamos un total de 260 acumuladores, divididos en 5 grupos de 52. En cada grupo se conectarán 4 baterías en serie y 13 en paralelo.

3.2.1.8. Elección del inversor

En instalaciones fotovoltaicas aisladas se emplean los inversores para convertir la corriente continua, proveniente de las placas solares, en energía aceptada por los equipos consumidores finales.

La tensión de alimentación de los inversores solares para instalaciones aisladas tiene valores típicos de 12, 24 y 48 voltios. Por tanto, con el objetivo de disminuir el gasto en la instalación del cableado se decide emplear la mayor tensión posible, y así disminuir la intensidad transportada por los conductores y, por tanto, el diámetro de los mismos y su coste. Se emplean inversores solares de tensión nominal 48 V.

Una vez determinada la tensión se procede a determinar la potencia del inversor. Para ello hay que elegir el inversor cuya potencia de salida sea inmediatamente superior a la potencia de todos los equipos conectados. Como no se conoce la potencia de todos los equipos conectados se ha empleado como dato la potencia contratada, que como podemos observar en la siguiente figura es de 15 kW.



Figura 3.30. Datos del cliente (I).

Por tanto se instalarán tres inversores **VICTRON ENERGY Quattro 48/8000**. La potencia de salida a 25°C será de 21 kW, superior a la potencia requerida. Como indica la ficha técnica (anexo VII) se pueden configurar tres unidades para salida trifásica.



| Quattro 48/8000/110-100/100 | |
|---|---------------------------------|
| Rango de tensión de entrada (V CC) | 38 – 66V |
| Salida (1) | Tensión de salida: 230 VAC ± 2% |
| Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3) | 8000 |
| Potencia cont. de salida a 25°C (W) | 7000 |
| Potencia cont. de salida a 40°C (W) | 6300 |
| Pico de potencia (W) | 16000 |
| Eficacia máxima (%) | 94/ 96 |
| Consumo en vacío (W) | 30 / 35 |
| Consumo en vacío en modo de ahorro (W) | 25 / 30 |
| Consumo en vacío en modo búsqueda (W) | 8 / 10 |

Figura 3.31. Inversor solar. Alternativa 1.

Los inversores irán ubicados en el interior de una caseta prefabricada de hormigón que dispondrá de ventilación adecuada, con el fin de disminuir al máximo las altas temperaturas que se generarán. Como la tensión del sistema es menor de 75V podrán ir colocados en la misma caseta que los reguladores y las baterías, según ITC-BT-30.

3.2.1.9. Generador auxiliar

La instalación dispondrá de un generador de gasolina auxiliar, para asegurarnos el abastecimiento de energía en casos de máxima descarga de las baterías. El propietario ya dispone de generador para abastecer a toda la explotación, por lo que no se considerará en el presupuesto.

En el momento en el que las baterías superen su profundidad máxima de descarga se enciende el generador, el cual inyecta corriente trifásica aguas abajo del inversor hasta que haya carga suficiente en las baterías, entonces se para el generador de gasolina y vuelve a suministrar corriente al inversor. Al llegar la corriente proveniente del generador de gasolina un relé mueve un conmutador que corta la corriente proveniente del inversor y da paso a la corriente del generador de gasolina.

Esto se puede deber al mal funcionamiento de las baterías o a que los módulos no sean capaces de suministrar la energía suficiente para abastecer las necesidades puntuales de consumo. Para la detección se emplean monitores de baterías BMV. Éstos disponen de un avanzado sistema de control de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Determina exactamente el estado de la carga de la batería.

3.2.1.10. Caseta eléctrica

Se va a disponer en la instalación una caseta de hormigón prefabricado donde irán ubicados los cuadros de mando y protección, y los elementos de la instalación. Tendrá unas dimensiones de 7,5 x 4 metros. Con el objetivo de reducir el coste en cableado, el CMP donde se conectan las conducciones enterradas de cada seguidor, el cual está instalado en el interior de la caseta, va a ir ubicado en el punto medio entre los cuatro seguidores. No importa que la caseta quede más alejada de la explotación, ya que a partir del inversor la instalación pasa a ser trifásica y la intensidad disminuye, reduciendo a su vez el diámetro del conductor y el coste del mismo.

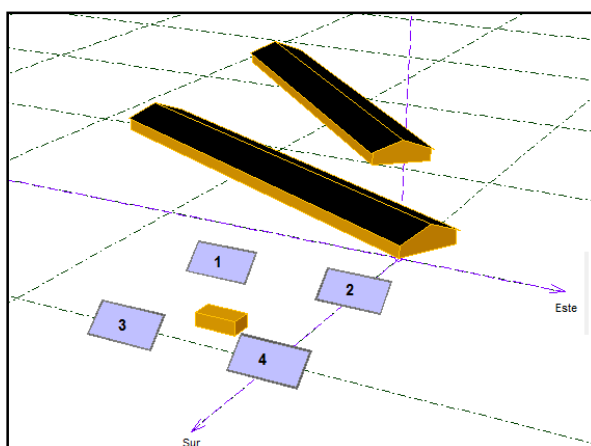


Figura 3.32. Diseño de la instalación. Alternativa 1 (II).

Las coordenadas de cada uno de los seguidores en el plano cartesiano del diseño realizado en el PVsyst son las siguientes:

Seguidor 1 = (30, 25)

Seguidor 2 = (4, 25)

Seguidor 3 = (30, 56)

Seguidor 4 = (4, 56)

Por tanto, sumando las coordenadas x e y por separado, y dividiendo por el número total de seguidores se obtiene el punto medio donde irá colocada la caseta eléctrica.

Caseta = (17, 40'5)

La caseta de hormigón prefabricado tiene que tener capacidad para albergar las 260 baterías. Éstas tienen unas dimensiones 527 x 277 x 248 mm. Los acumuladores irán ubicados en una estantería de cinco alturas, por lo que en cada estante se colocarán 52, distribuidos en 4 filas de 13 acumuladores. Colocando las baterías a lo largo, cada fila tendrá una longitud de 6,85 metros (13 baterías x 0,527 metros). Por tanto la caseta de hormigón prefabricado tendrá un largo de 7,5 metros. El ancho de las filas de las baterías será de 1,11 metros (4 baterías x 0,277 metros). El ancho de la caseta será de 4 metros, para dejar suficiente espacio al resto de elementos de la instalación (generador, reguladores, inversores, cuadros, etc.), dejando un

pasillo de 75 cm como mínimo entre ellos y las baterías para poder realizar fácilmente su mantenimiento y sustitución, como indica la ITC-BT-30 del REBT.

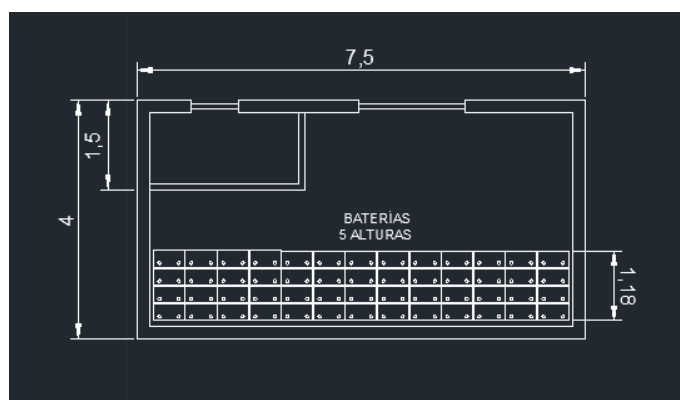


Figura 3.33. Detalle autocad caseta (I).

Las baterías irán colocadas en una estantería que no se corroa con el ácido del electrolito y en una parte de la caseta a la que no lleguen directamente los rayos UV. Además se colocará una rejilla para asegurar su ventilación. Vamos a proceder al dimensionado de la rejilla para asegurar la renovación de aire que permita una mayor durabilidad de los equipos.

Al no utilizarse ventilación forzada, la superficie de entrada vendrá dada por la siguiente expresión:

$$S \text{ (cm}^2\text{)} = 28 \times Q_r / 1000$$

Donde Q_r es el caudal de aire mínimo (en litros/hora) y se calcula en función de la intensidad de fin de carga y la tensión máxima de la batería mediante la siguiente expresión:

$$Q_r \text{ (l/h)} = 6 \times V_f \times I_f$$

Donde:

Q_r = Caudal de aire mínimo (l/h)

V_f = Tensión máxima de la batería = 48 V

I_f = Intensidad de fin de carga de la batería = 7,64 A

$$Q_r \text{ (l/h)} = 2.200,32 \text{ l/h}$$

$$S \text{ (cm}^2\text{)} = 61,61 \text{ cm}^2$$

Dado este resultado se instalará una rejilla de 62 cm² como mínimo. Se ha escogido una rejilla lineal y fija para que no pueda ser manipulada y no se reduzca el caudal de aire. El modelo elegido es el GLP-1 con un tamaño de 20 cm de largo y 10 cm de alto, que hace una superficie de 200 cm², que es netamente superior a los 62 cm² previamente calculados, aun siendo la rejilla más pequeña del catálogo. Esto permite instalar un filtro para evitar la entrada de polvo en la caseta, que podría perjudicar el correcto funcionamiento de los equipos.

Al ser la tensión de las baterías inferior a 75 V se podrán instalar el regulador y el inversor en la misma sala que éstas, según ITC-BT-30. El regulador estará a una distancia ligeramente superior a 0,5 m de las baterías, para evitar riesgos de explosión y a una altura máxima de 1,7 m. El inversor no estará expuesto a la radiación UV, el polvo o la humedad.

Se colocará una puerta con cerradura para evitar la entrada de personal no autorizado o animales, para evitar riesgos innecesarios. No se pondrá ninguna ventana, para evitar que lleguen rayos UV a los equipos. La iluminación y, en general toda la instalación eléctrica, al haber baterías en las sala, se realizará como dicta la instrucción técnica ITC-BT-30 del código de baja tensión.



Figura 3.34. Caseta prefabricada de hormigón. Instalación aislada (I).

3.2.1.10.1. Iluminación

El cálculo de la iluminación de la caseta se realizará de forma manual por el método del flujo debido a la sencillez de la instalación. Este método determina el flujo luminoso que llega al plano de trabajo considerando las pérdidas debidas a las luminarias y al local.

Las dimensiones interiores de la caseta son 7,1 x 3,8 x 2,5 metros, y está dividida en dos zonas. Una albergará el generador de gasolina y la otra a las baterías y el resto de elementos de la instalación. La zona donde se ubica el generador tiene unas dimensiones de 2,5 x 1,2 x 2,5 metros.

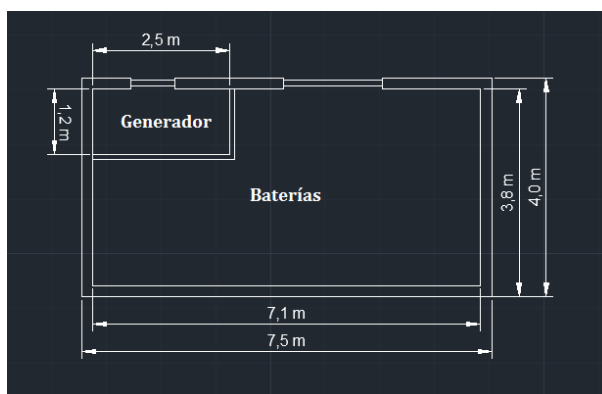


Figura 3.35. Detalle autocad caseta (II)

Se considera la altura del plano de trabajo 0,85 metros. Las luminarias irán adosadas a una altura de 2,5 metros. A efectos de cálculo se considera 120 luxes como valor de iluminación deseado.

El flujo luminoso necesario para iluminar la caseta se obtiene a través de la siguiente expresión.

$$F_t = E_s * S / \eta_L * \eta_R * f_m$$

F_t = Flujo luminoso a emitir (lúmenes)

E_s = Nivel de iluminación recomendado (luxes) = 120 luxes

S = Superficie a iluminar (m²)

η_L = Rendimiento de la luminaria

η_R = Rendimiento del local

f_m = Factor de mantenimiento

Según la ITC-BT-30 del REBT, en locales donde existan baterías de acumuladores, la iluminación artificial se realizará únicamente mediante lámparas eléctricas de incandescencia o de descarga. Por tanto, las luminarias utilizadas serán lámparas fluorescentes.

Las luminarias escogidas serán semi-intensivas, con un rendimiento de la luminaria del 85%. El rendimiento del local depende del tipo de luminaria, índice del local y reflectancia de techo, paredes y suelo. El índice del local (K) depende de las dimensiones de la planta de la nave (a y b), y de la distancia entre el plano de trabajo y las luminarias.

$$K = a * b / h * (a + b)$$

a = 7,1 metros para la zona de las baterías y 2,5 metros para la zona del generador

b = 3,8 metros para la zona de las baterías y 1,2 metros para la zona del generador

h = 2,5 - 0,85 = 1,65 metros

K = 0,32 y 0,36 respectivamente.

| | Color | Factor de reflectancia |
|----------------|-------------|------------------------|
| Techo | Color medio | 0,5 |
| Paredes | Color medio | 0,5 |
| Suelo | Color medio | 0,3 |

Tabla 3.8. Factores de reflectancia.

Se obtiene un valor de rendimiento del local (η_R) de 0,52. El factor de mantenimiento (f_m) de acuerdo con las condiciones de la lámpara, su envejecimiento y pérdidas de suciedad es de 0,7. Por tanto se obtiene un flujo luminoso a emitir (F_t) de 10.465 lúmenes en la zona de las baterías y de 1.163 lúmenes en la zona del generador.

Se emplearán dos tipos de luminarias. Para la zona de las baterías tendrán una potencia de 36 W y 3.350 lúmenes (lm) de flujo luminoso, mientras que para la zona del generador consumen una potencia de 18 W y tienen un flujo luminoso de 1.350 lúmenes. Por tanto se

adoptan 4 luminarias o lámparas fluorescentes colocadas en pantallas de dos tubos cada una en la zona de las baterías, lo que implica 2 puntos de luz y una luminaria colocada en una pantalla de un tubo en la zona del generador.

La distancia máxima (d) a la que se puede separar las luminarias en el caso de una distribución luminosa semi-intensiva:

$$d < 1,5 \times h$$

Siendo h la distancia entre el plano de trabajo y las luminarias.

$$d < 2,48 \text{ metros}$$

La potencia necesaria es de 144 W para el circuito de la zona de las baterías correspondiente a 4 luminarias de 36 W cada una, y de 18 W para el circuito de la zona del generador correspondiente a una luminaria. La potencia total necesaria para iluminación es de 162 W.

Además se dispondrá de una toma de fuerza de 750 W en la zona de las baterías.

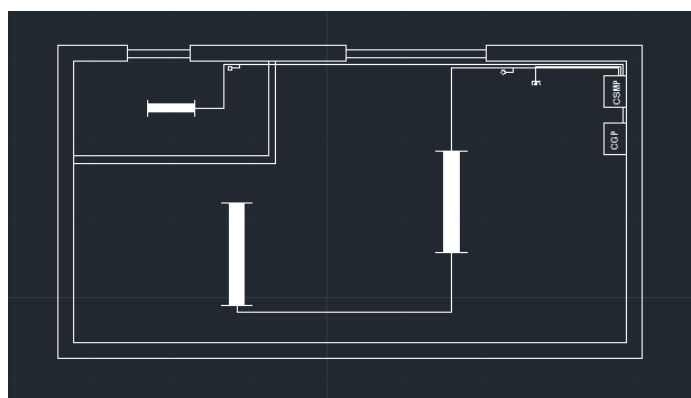


Figura 3.36. Instalación eléctrica (I).

3.2.1.10.2. Alumbrado de emergencia

Los lugares o espacios donde estén instalados cuadros, centros de control o mandos de las instalaciones técnicas de servicios, requieren alumbrado de emergencia. Éste se instalará dentro del local e inmediato a la entrada mediante un equipo autónomo de alumbrado de emergencia, de autonomía no inferior a 1 hora y que proporcione un nivel mínimo de iluminación de 5 lux sobre los cuadros y puntos de seguridad, según el CTE. Únicamente se instalará en la zona de las baterías y los cuadros, adosada a la pared, en la parte superior a la puerta, a una altura de 2 metros.

Para el cálculo se ha empleado el soporte informático DAISA, el cual determina la iluminación que llega a cada cuadro y punto de seguridad. DAISA asegura que el nivel de iluminación recibido sobre el suelo es siempre igual o superior al calculado. Siguiendo las normativas referentes a la instalación de emergencia (entre ellas el Código Técnico de la Edificación), no se tiene en cuenta la reflexión de paredes y techos.

Se instalará una luminaria DAISALUX HYDRA N5 de 215 lúmenes de flujo luminoso. En las siguientes figuras podemos observar la situación de los puntos de seguridad y cuadros eléctricos y la iluminancia que les llega.

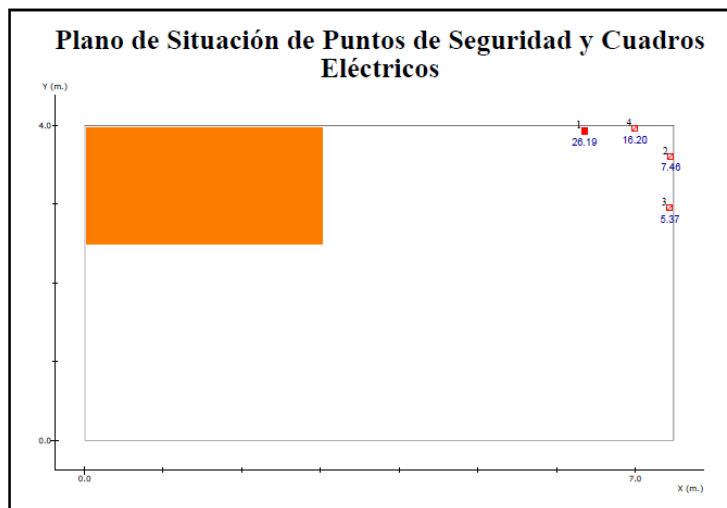


Figura 3.37. Plano de situación de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (I).

| Nº | Coordenadas (m.) | | | Resultado* (lx.) | Objetivo (lx.) |
|----|------------------|------|------|------------------|----------------|
| | x | y | h | | |
| 1 | 6.35 | 3.93 | 1.20 | 26.19 | 5.00 |
| 2 | 7.45 | 3.61 | 1.20 | 7.46 | 5.00 |
| 3 | 7.44 | 2.96 | 1.20 | 5.37 | 5.00 |
| 4 | 6.99 | 3.96 | 1.20 | 16.20 | 5.00 |

Figura 3.38. Resultado de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (I).

3.2.1.11. Seguridad contra incendios.

En las salas de baterías no se considera necesaria la instalación de un sistema de extinción automática de incendios. Por tanto, se instalará un extintor móvil, que estará lo más cerca posible de la puerta de acceso. Además se ubicará un extintor por cada seguidor, en la base de los mismos. Se dispondrá en toda la instalación de la señalización pertinente.

3.2.1.12. Simulación

Una vez tenemos la instalación dimensionada volvemos al PVsyst para observar los resultados obtenidos. Para ello tengo que entrar en la pestaña “sistema” del menú principal del proyecto.

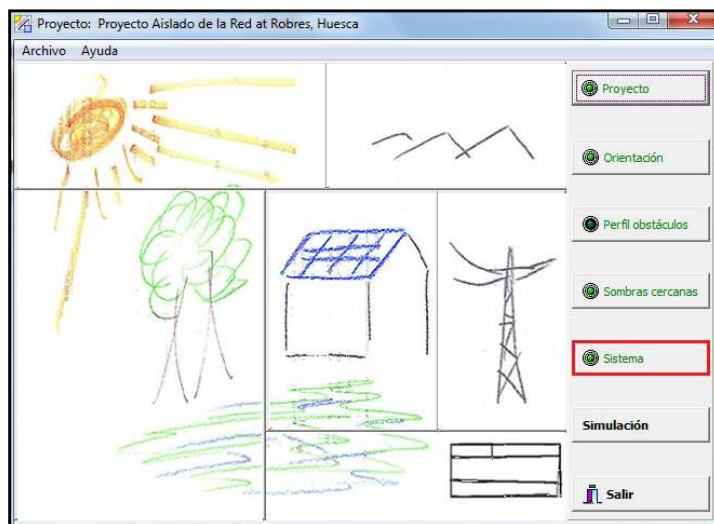


Figura 3.39. Pantalla de opciones del proyecto aislado (III).

Una vez ahí, únicamente introduzco los datos de consumo y los elementos de la instalación.

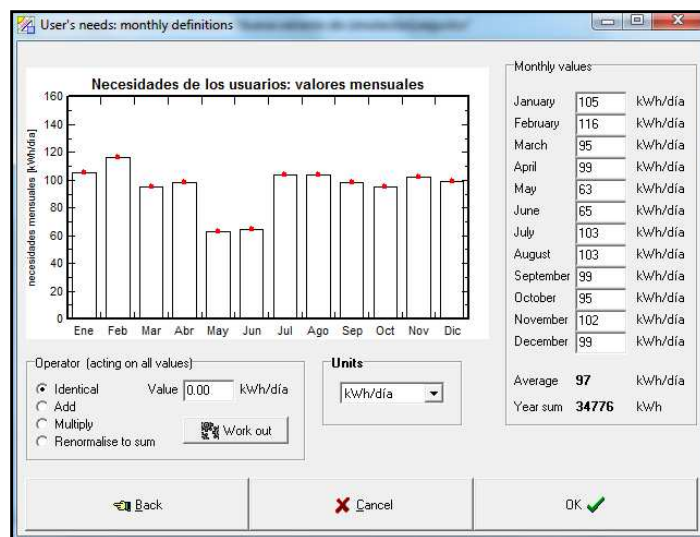


Figura 3.40. Pantalla de consumos (I).

Ahora ya tengo definida toda la instalación. Sólo queda volver al menú principal y presionar la pestaña “simulación”. El programa genera de manera automática un informe con todos los datos de producción, consumos, pérdidas, etc., que se adjunta en el anexo VIII.

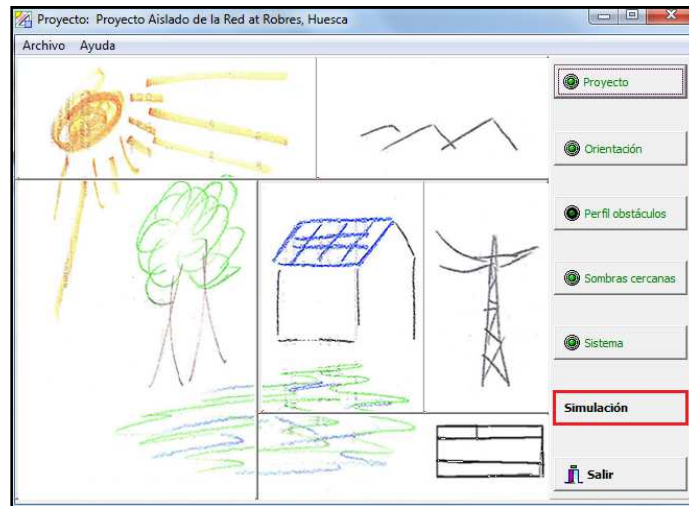


Figura 3.41. Pantalla de opciones del proyecto aislado (IV).

3.2.2. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

Como se ha indicado previamente, según el CTE, no se puede producir más del 110% de la energía consumida, por lo que nos obliga a tapar dos de los cuatro seguidores durante buena parte de año. De aquí surge esta segunda alternativa, instalar únicamente dos seguidores, para que cubra el consumo energético de la explotación durante los meses más productivos, surgiendo la necesidad de conectarse a la red eléctrica para abastecerse los meses de menor producción.

La instalación estará compuesta por 84 paneles solares, 42 en cada seguidor, 2 conectados en serie y el resto en paralelo. Los seguidores solares estarán separados una distancia de 26 metros.

3.2.2.1. Orientación y sombreado

El siguiente paso es conocer el sombreado de los seguidores, el cual se va a determinar siguiendo el mismo procedimiento que para la primera alternativa.

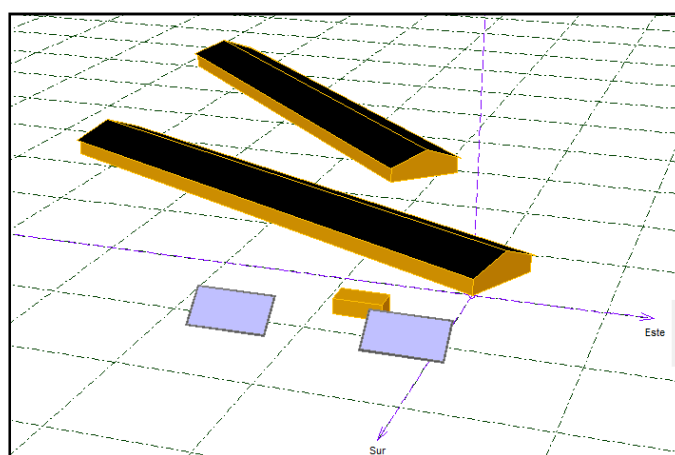


Figura 3.42. Diseño de la instalación. Alternativa 2 (I).

Una vez diseñada la instalación, el programa calcula automáticamente el factor de sombreado y las pérdidas causadas por el mismo.

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo

| Acimut | -180° | -160° | -140° | -120° | -100° | -80° | -60° | -40° | -20° | 0° | 20° | 40° | 60° | 80° | 100° | 120° | 140° | 160° | 180° | |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Altura | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 90° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 80° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 70° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 60° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 50° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 40° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 30° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 20° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 10° | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 0.910 | 0.910 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 0.910 | 0.910 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 0.999 |
| 2° | 0.344 | 0.572 | 0.675 | 0.916 | 0.714 | 0.720 | 0.995 | 0.987 | 0.992 | 0.996 | 0.999 | 0.996 | 0.992 | 0.720 | 0.716 | 0.936 | 0.747 | 0.419 | 0.344 | |

Factor de sombreado para difuso: 0.997 y para albedo: 0.987

Tabla 3.9. Factor de sombreado. Alternativa 2.

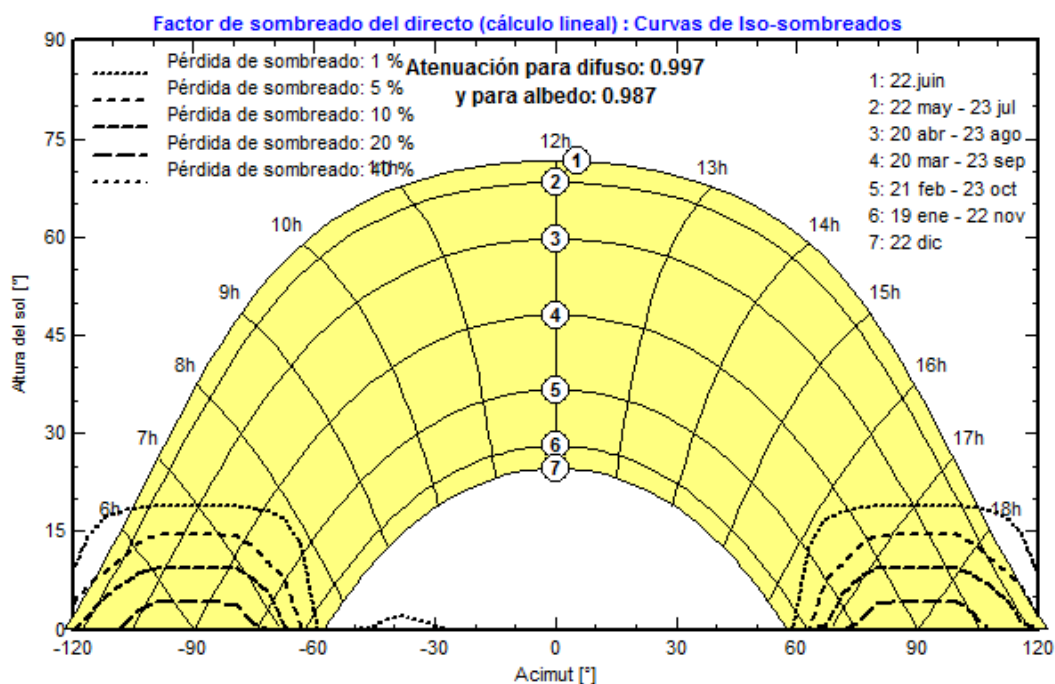


Figura 3.43. Gráfica factor de sombreado. Alternativa 2.

3.2.2.2. Producción

Conocido el número de módulos solares que comprenderá la instalación se estima la energía que generarán. Este cálculo lo realiza el soporte informático PVsyst de forma automática.

| Mes | Seguidores | E generada (kWh) | E requerida (kWh) | % Sobreproducción |
|-----|------------|------------------|-------------------|-------------------|
| ENE | 2 | 1.760 | 3.259 | -46,00 % |
| FEB | 2 | 2.859 | 3.258 | -12,25 % |
| MAR | 2 | 4.376 | 2.959 | 47,89 % |
| ABR | 2 | 4.169 | 2.958 | 40,94 % |
| MAY | 2 | 5.270 | 1.942 | 171,37 % |
| JUN | 2 | 5.888 | 1.942 | 203,19 % |
| JUL | 2 | 5.112 | 3.206 | 59,45 % |
| AGO | 2 | 4.446 | 3.206 | 38,68 % |
| SEP | 2 | 3.662 | 2.956 | 23,88 % |
| OCT | 2 | 2.755 | 2.956 | -6,80 % |
| NOV | 2 | 1.919 | 3.059 | -37,27 % |
| DIC | 2 | 1.601 | 3.059 | -47,66 % |

Tabla 3.10. Energía generada mes a mes. Alternativa 2.

Según el CTE, el dimensionado de la instalación aislada de la red eléctrica estará limitado por el cumplimiento de la condición de que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110 % de la demanda energética.

Como se puede observar durante los meses de mayo y junio existe una sobreproducción de más del 110 % de la energía consumida, por lo que no cumplimos con las especificaciones del CTE. Para cumplir con este requisito debe permanecer tapado con una lona reflectante uno de los dos seguidores. En la siguiente figura podemos observar el número de seguidores en uso durante cada mes y su producción.

| Mes | Seguidores | E generada (Wh) | E requerida (Wh) | % Sobreproducción |
|-----|------------|-----------------|------------------|-------------------|
| ENE | 2 | 1.760 | 3.259 | -46,00 % |
| FEB | 2 | 2.859 | 3.258 | -12,25 % |
| MAR | 2 | 4.376 | 2.959 | 47,89 % |
| ABR | 2 | 4.169 | 2.958 | 40,94 % |
| MAY | 1 | 2.635 | 1.942 | 35,68 % |
| JUN | 1 | 2.944 | 1.942 | 51,6 % |
| JUL | 2 | 5.112 | 3.206 | 59,45 % |
| AGO | 2 | 4.446 | 3.206 | 38,68 % |
| SEP | 2 | 3.662 | 2.956 | 23,88 % |
| OCT | 2 | 2.755 | 2.956 | -6,80 % |
| NOV | 2 | 1.919 | 3.059 | -37,27 % |
| DIC | 2 | 1.601 | 3.059 | -47,66 % |

Tabla 3.11. Seguidores solares en uso. Alternativa 2.

3.2.2.3. Elección del regulador

Para determinar el regulador de carga adecuado debe calcularse la corriente del regulador a partir de la corriente de cortocircuito de los paneles.

$$I_{\text{CAMPO FOTOVOLTAICO}} = 1,25 * I_{\text{SC}} * \text{Número de paneles en paralelo}$$

$$I_{\text{CAMPO FOTOVOLTAICO}} = 438,4 \text{ A}$$

Se emplearán 5 reguladores **EPSOLAR IPS48-100H** conectados en serie.



SPECIFICATIONS

| | | |
|----------------------------|-----|------|
| Nominal Voltage | 48 | Volt |
| Total solar charge current | 100 | Amp |

Figura 3.44. Regulador de carga. Alternativa 2.

3.2.2.4. Elección de las baterías

Para calcular el número de baterías que requiere la instalación tengo que determinar la capacidad (A·h) necesaria del banco de éstas. Para ello es preciso conocer los Ah necesarios al día, obtenidos a partir de la potencia generada por los paneles solares. Se va a dimensionar la explotación con una autonomía de tres días. Esto se realiza mediante el uso de las siguientes expresiones.

$$\text{Capacidad necesaria al día (A·h)} = \frac{\text{P diaria generada}}{\text{Tensión del sistema}}$$

$$\text{Capacidad necesaria (A·h)} = \frac{\text{Ah necesarios al día} \times \text{Daut (3 días)}}{\text{Profundidad de descarga (0,7)}}$$

Una vez disponga de la capacidad del banco de baterías únicamente hay que dividir esta capacidad entre la capacidad nominal de la batería para obtener el número de las mismas que hay que conectar en paralelo.

$$\text{BP} = \frac{\text{Capacidad necesaria}}{\text{Capacidad de la batería}}$$

Dividiendo la tensión del sistema entre la tensión de las baterías (12 V) se obtiene el número de acumuladores que deben conectarse en serie.

$$\text{BS} = \frac{\text{Tensión del sistema}}{\text{Tensión de la batería}}$$

Se van a utilizar baterías **CONCORDE PVX-2580L 12 V 255 AH.**

| PVX-2580L | | | | | | | |
|---|-----------|----------------------------|-----------|------------|------------|------------|-------------|
| Voltage | | 12v | | | | | |
| Battery Series | | 12 Volt Sun Xtender Series | | | | | |
| Nominal Capacity Ampere Hours @ 25° C (77° F) to 1.75 Volts per cell - 24 Hour Rate | | 258 Ah | | | | | |
| Weight | | 159 lb / 72.1 kg | | | | | |
| Sun Xtender® Solar Battery Part Number | Length | | Width | | Height | | |
| | in | mm | in | mm | in | mm | |
| PVX-2580L | 20.76 | 527 | 10.89 | 277 | 9.77 | 248 | |
| Nominal Capacity Ampere Hours @ 25° C (77° F) to 1.75 volts per cell | | | | | | | |
| 1 Hr Rate | 2 Hr Rate | 4 Hr Rate | 8 Hr Rate | 24 Hr Rate | 48 Hr Rate | 72 Hr Rate | 120 Hr Rate |
| 165 Ah | 209 Ah | 214 Ah | 236 Ah | 258 Ah | 285 Ah | 295 Ah | 305 Ah |



Figura 3.45. Acumulador solar (II).

| Mes | Energía generada (W·h) | Capacidad necesaria (A·h) | Baterías en serie | Baterías en paralelo | Baterías totales |
|-----|------------------------|---------------------------|-------------------|----------------------|------------------|
| ENE | 62.097 | 7.392 | 4 | 22 | 88 |
| FEB | 104.214 | 12.406 | 4 | 37 | 148 |
| MAR | 140.935 | 16.778 | 4 | 49 | 196 |
| ABR | 138.800 | 16.524 | 4 | 49 | 196 |
| MAY | 81.016 | 9.645 | 4 | 29 | 116 |
| JUN | 92.783 | 11.046 | 4 | 33 | 132 |
| JUL | 170.258 | 20.269 | 4 | 59 | 236 |
| AGO | 155.194 | 18.475 | 4 | 54 | 216 |
| SEP | 119.467 | 14.222 | 4 | 42 | 168 |
| OCT | 88.161 | 10.495 | 4 | 31 | 124 |
| NOV | 66.800 | 7.952 | 4 | 24 | 96 |
| DIC | 55.968 | 6.663 | 4 | 20 | 80 |

Tabla 3.12. Cálculo de las baterías. Alternativa 2.

Como podemos observar en la figura anterior, el mes en el que más carga hay que acumular es julio. Durante este mes necesitamos un total de 236 acumuladores, 59 en paralelo y 4 en serie. Para facilitar el dimensionado se instalarán **240 acumuladores**, divididos en 5 grupos de 48, uno por regulador, 4 en serie y 12 en paralelo.

3.2.2.5. Elección del inversor

Conocida la tensión del sistema (48 V) se ha de determinar la potencia del inversor. Para ello hay que elegir el inversor cuya potencia de salida sea inmediatamente superior a la potencia de todos los equipos conectados. Como no se conoce la potencia de todos los equipos conectados se ha empleado como dato la potencia contratada, que como podemos observar en la siguiente figura es de 15 kW.

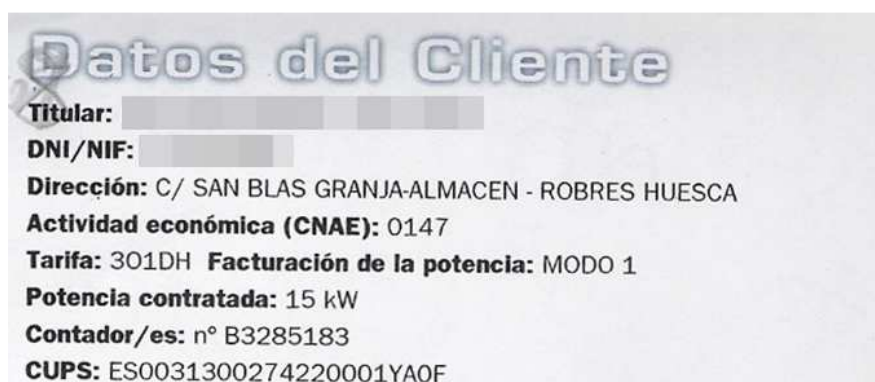


Figura 3.46. Datos del cliente (II).

Por tanto se instalarán tres inversores **SMA SI 5048**. La potencia de salida a 25°C será de 15 kW, la potencia requerida. Como indica la ficha técnica (anexo VII) se pueden configurar tres unidades para salida trifásica.



| SI 5048 | |
|---------------------------------------|---------------------|
| Valores de salida | |
| Tensión nominal CA (configurable) | 230 V (202 - 253 V) |
| Frecuencia de red (configurable) | 50 Hz (45 - 55 Hz) |
| Potencia constante de CA a 25 / 45 °C | 5000/4000 W |
| Valores de entrada | |
| Potencia máx. de entrada | 12,8 kW |
| Datos de la batería | |
| Tensión de la batería (rango) | 48 V (41 - 63 V) |

Figura 3.47. Inversor solar. Alternativa 2.

Los inversores irán ubicados en el interior de una caseta prefabricada de hormigón que dispondrá de ventilación adecuada, con el fin de disminuir al máximo las altas temperaturas que se generarán. Como la tensión del sistema es menor de 75 V podrán ir colocados en la misma caseta que los reguladores y las baterías, según ITC-BT-30 del REBT.

3.2.2.6. Caseta eléctrica

Se va a disponer en la instalación una caseta de hormigón prefabricado donde colocaremos los CMP y los elementos de la instalación. Tendrá unas dimensiones de 7,5 x 4 metros. Con el objetivo de reducir el coste en cableado, el CMP donde se conectan las conducciones enterradas de cada seguidor, el cual está instalado en el interior de la caseta, va a ir ubicado en el punto medio entre los dos seguidores.

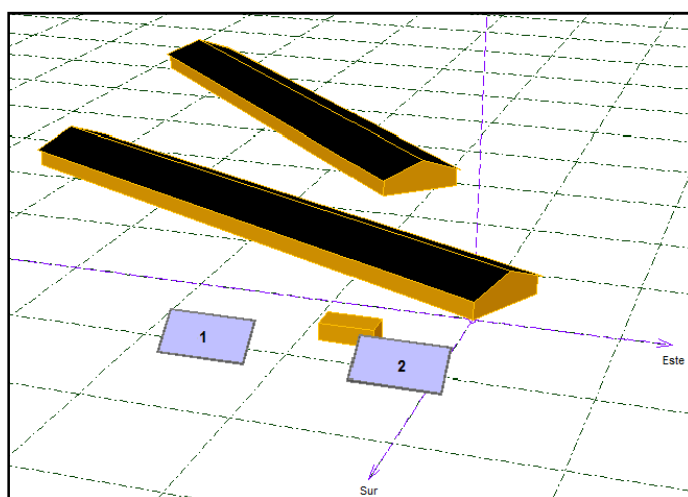


Figura 3.48. Diseño de la instalación. Alternativa 2 (II).

La caseta de hormigón prefabricado tiene que tener capacidad para albergar las 240 baterías. Éstas tienen unas dimensiones 527 x 277 x 248 mm. Los acumuladores irán ubicados en una estantería de cinco alturas, por lo que en cada estante se colocarán 48, distribuidos en 4 filas de 12 acumuladores. Colocando las baterías a lo largo, cada fila tendrá una longitud de

6,32 metros (12 baterías x 0,527 metros). El ancho de las filas de las baterías será de 1,11 metros (4 baterías x 0,277 metros). Por tanto las dimensiones de la caseta van a ser idénticas a las de la primera alternativa, 7,5 x 4 x 2,5 metros.

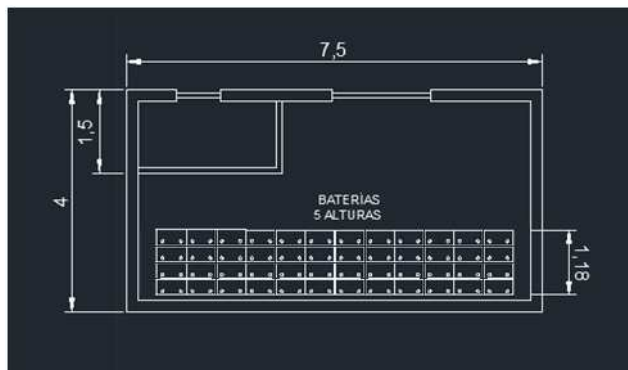


Figura 3.49. Detalle autocad caseta (III).

Las baterías irán colocadas en una estantería que no se corroa con el ácido del electro-lito y en una parte de la caseta a la que no lleguen directamente los rayos UV. Además se colocará una rejilla para asegurar su ventilación. Vamos a proceder al dimensionado de la rejilla para asegurar la renovación de aire que permita una mayor durabilidad de los equipos.

Al no utilizarse ventilación forzada, la superficie de entrada vendrá dada por la siguiente expresión:

$$S (cm^2) = 28 \times Qr / 1000$$

Donde Qr es el caudal de aire mínimo (en litros/hora) y se calcula en función de la intensidad de fin de carga y la tensión máxima de la batería mediante la siguiente expresión:

$$Qr (l/h) = 6 \times Vf \times If$$

Donde:

Qr = Caudal de aire mínimo (l/h)

Vf = Tensión máxima de la batería = 48 V

If = Intensidad de fin de carga de la batería = 7,64 A

$$Qr (l/h) = 2.200,32 \text{ l/h}$$

$$S (cm^2) = 61,61 \text{ cm}^2$$

Dado este resultado se instalará una rejilla de 62 cm² como mínimo. Se ha escogido una rejilla lineal y fija para que no pueda ser manipulada y no se reduzca el caudal de aire. El modelo elegido es el GLP-1 con un tamaño de 20 cm de largo y 10 cm de alto, que hace una superficie de 200 cm², que es netamente superior a los 62 cm² previamente calculados, aun siendo la rejilla más pequeña del catálogo. Esto permite instalar un filtro para evitar la entrada de polvo en la caseta, que podría perjudicar el correcto funcionamiento de los equipos.

Al ser la tensión de las baterías inferior a 75 V se podrán instalar el regulador y el inversor en la misma sala que éstas, según ITC-BT-30. El regulador estará a una distancia ligeramente superior a 0,5 m de las baterías, para evitar riesgos de explosión y a una altura máxima de 1,7 m. El inversor no estará expuesto a la radiación UV, el polvo o la humedad.

Se colocará una puerta con cerradura para evitar la entrada de personal no autorizado o animales, para evitar riesgos innecesarios. No se pondrá ninguna ventana, para evitar que lleguen rayos UV a los equipos.



Figura 3.50. Caseta prefabricada de hormigón. Instalación aislada (II).

3.2.2.6.1. Iluminación

El cálculo de la iluminación de la caseta se ha realizado de forma manual por el método del flujo debido a la sencillez de la instalación. Este método determina el flujo luminoso que llega al plano de trabajo considerando las pérdidas debidas a las luminarias y al local.

Las dimensiones interiores de la caseta son 7,1 x 3,8 x 2,5 metros, y está dividida en dos zonas. Una albergará el generador de gasolina y la otra a las baterías y el resto de elementos de la instalación. La zona donde se ubica el generador tiene unas dimensiones de 2,5 x 1,2 x 2,5 metros.

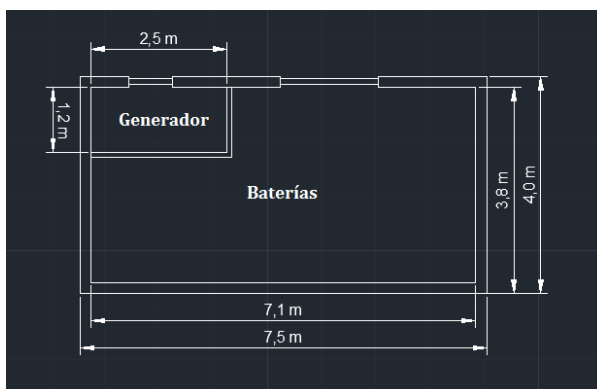


Figura 3.51. Detalle autocad caseta (IV).

Se considera una altura del plano de trabajo 0,85 metros. Las luminarias irán adosadas, a una altura de 2,5 metros. A efectos de cálculo se consideran 120 luxes como valor de iluminación deseado.

El flujo luminoso necesario para iluminar la caseta se obtiene a través de la siguiente expresión.

$$F_t = E_s * S / \eta_L * \eta_R * f_m$$

F_t = Flujo luminoso a emitir (lúmenes)

E_s = Nivel de iluminación recomendado (luxes) = 120 luxes

S = Superficie a iluminar (m²)

η_L = Rendimiento de la luminaria

η_R = Rendimiento del local

f_m = Factor de mantenimiento

Según la ITC-BT-30 del REBT, en locales donde existan baterías de acumuladores, la iluminación artificial se realizará únicamente mediante lámparas eléctricas de incandescencia o de descarga. Por tanto, las luminarias utilizadas serán lámparas fluorescentes.

Las luminarias escogidas son semi-intensivas, con un rendimiento de la luminaria del 85%. El rendimiento del local depende del tipo de luminaria, índice del local y reflectancia de techo, paredes y suelo. El índice del local (K) depende de las dimensiones de la planta de la nave (a y b), y de la distancia entre el plano de trabajo y las luminarias.

$$K = a * b / h * (a + b)$$

a = 7,1 metros para la zona de las baterías y 2,5 metros para la zona del generador

b = 3,8 metros para la zona de las baterías y 1,2 metros para la zona del generador

h = 2,5 - 0,85 = 1,65 metros

K = 0,32 y 0,36 respectivamente.

| | Color | Factor de reflectancia |
|----------------|-------------|------------------------|
| Techo | Color medio | 0,5 |
| Paredes | Color medio | 0,5 |
| Suelo | Color medio | 0,3 |

Tabla 3.13. Factores de reflectancia (II).

Se obtiene un valor de rendimiento del local (η_R) de 0,52. El factor de mantenimiento (f_m) de acuerdo con las condiciones de la lámpara, su envejecimiento y pérdidas de suciedad es de 0,7. Por tanto, el flujo luminoso a emitir (F_t) es de 10.465 lúmenes en la zona de las baterías y de 1.163 lúmenes en la zona del generador.

Se emplean dos tipos de luminarias, de 36 W de potencia y 3.350 lúmenes (lm) de flujo luminoso para la zona de las baterías, y de 18 W de potencia y 1.350 lúmenes de flujo luminoso para la zona del generador. Por tanto se adoptan 4 luminarias o lámparas fluorescentes

colocadas en pantallas de dos tubos cada una en la zona de las baterías, lo que implica 2 puntos de luz y una luminaria colocada en una pantalla de un tubo en la zona del generador.

La distancia máxima (d) a la que se pueden separar las luminarias en el caso de una distribución luminosa semi-intensiva es:

$$d < 1,5 \times h$$

Siendo h la distancia entre el plano de trabajo y las luminarias.

$$d < 2,48 \text{ metros}$$

La potencia necesaria es de 144 W para el circuito de la zona de las baterías correspondiente a 4 luminarias y 36 W cada luminaria, y de 18 W para el circuito de la zona del generador correspondiente a una luminaria. La potencia total necesaria para iluminación es de 162 W.

Además dispondremos una toma de fuerza de 750 W en la zona de las baterías.

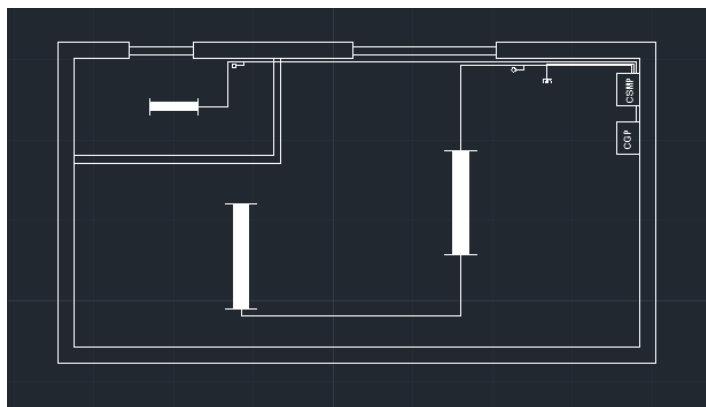


Figura 3.52. Instalación eléctrica (II).

3.2.2.6.2. Alumbrado de emergencia

Los lugares o espacios donde estén instalados cuadros, centros de control o mandos de las instalaciones técnicas de servicios, requieren alumbrado de emergencia. Éste se instalará dentro del local e inmediato a la entrada mediante un equipo autónomo de alumbrado de emergencia, de autonomía no inferior a 1 hora y que proporcione un nivel mínimo de iluminación de 5 lux sobre los cuadros y puntos de seguridad, según el CTE. Únicamente se instalará en la zona de las baterías y los cuadros, adosada a la pared, en la parte superior a la puerta, a una altura de 2 metros.

Para el cálculo se ha empleado el soporte informático DAISA, el cual determina la iluminación que llega a cada cuadro y punto de seguridad. DAISA asegura que el nivel de iluminación recibido sobre el suelo es siempre igual o superior al calculado. Siguiendo las normativas referentes a la instalación de emergencia (entre ellas el Código Técnico de la Edificación), no se tiene en cuenta la reflexión de paredes y techos.

Se instalará una luminaria DAISALUX HYDRA N5 de 215 lúmenes de flujo luminoso. En las siguientes figuras podemos observar la situación de los puntos de seguridad y cuadros eléctricos y la iluminancia que les llega.

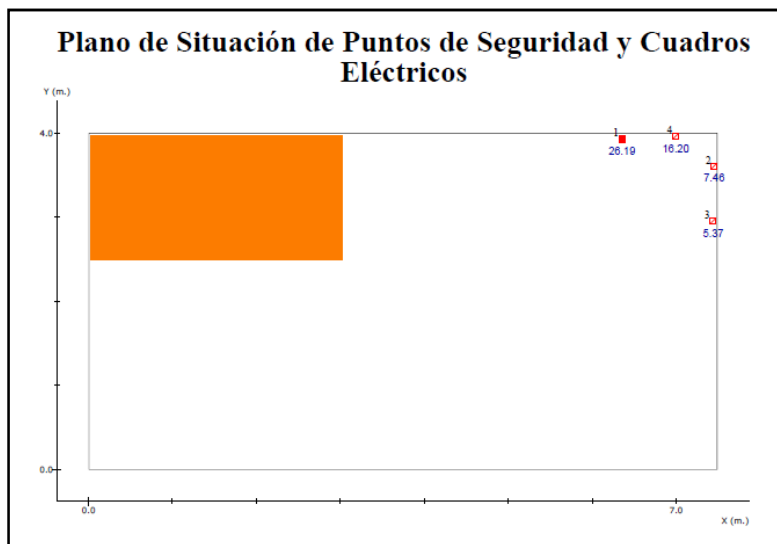


Figura 3.53. Plano de situación de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (II).

| Nº | Coordenadas (m.) | | | Resultado* (lx.) | Objetivo (lx.) |
|----|------------------|------|------|------------------|----------------|
| | x | y | h | | |
| | 1 | 6.35 | 3.93 | | |
| 2 | 7.45 | 3.61 | 1.20 | 7.46 | 5.00 |
| 3 | 7.44 | 2.96 | 1.20 | 5.37 | 5.00 |
| 4 | 6.99 | 3.96 | 1.20 | 16.20 | 5.00 |

Figura 3.54. Resultado de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (II).

3.2.2.7. Seguridad contra incendios.

En las salas de baterías no se considera necesaria la instalación de un sistema de extinción automática de incendios. Por tanto, se instalará un extintor móvil, que estará lo más cerca posible de la puerta de acceso. Además se ubicará un extintor por cada seguidor, en la base de los mismos. Se dispondrá en toda la instalación de la señalización pertinente.

3.2.2.8. Simulación

Una vez tenemos la instalación dimensionada volvemos al PVsyst para observar los resultados obtenidos. Para ello tengo que entrar en la pestaña “sistema” del menú principal del proyecto.

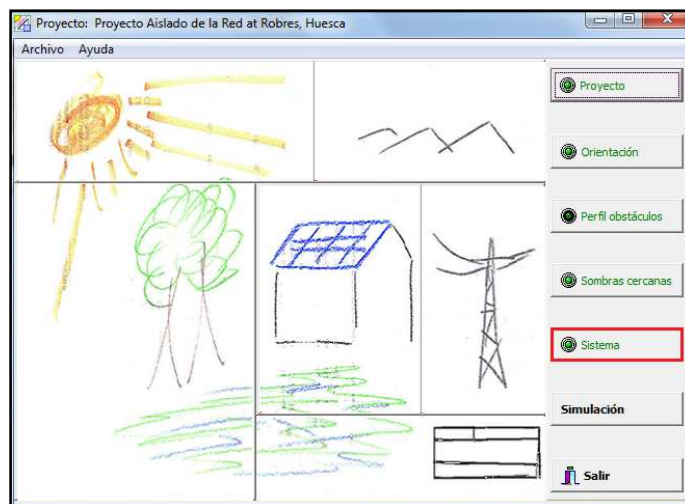


Figura 3.55. Pantalla de opciones del proyecto aislado (V).

Una vez ahí, únicamente introduzco los datos de consumo y los elementos de la instalación.

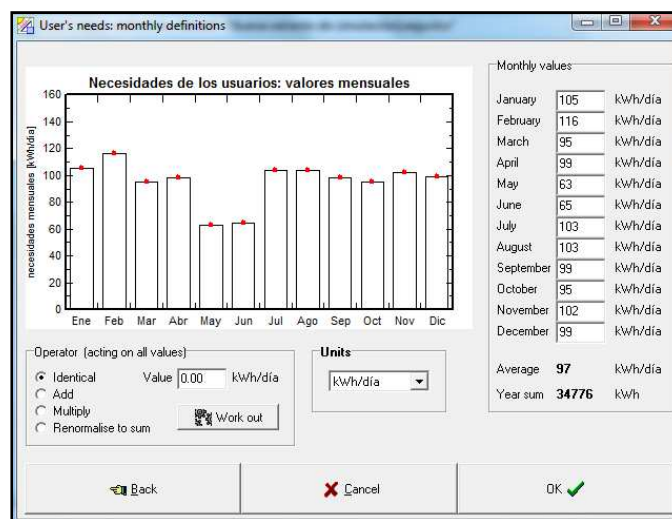


Figura 3.56. Pantalla de consumos (II).

Ahora ya tengo definida toda la instalación. Sólo queda volver al menú principal y presionar la pestaña “simulación”. El programa genera de manera automática un informe con todos los datos de producción, consumos, pérdidas, etc., que se adjunta en el anexo VIII.

3.2.3. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED

Para comenzar con el dimensionado, desde la pantalla principal del PVsyst selecciono “Diseño del proyecto” y “Conectado a red”.

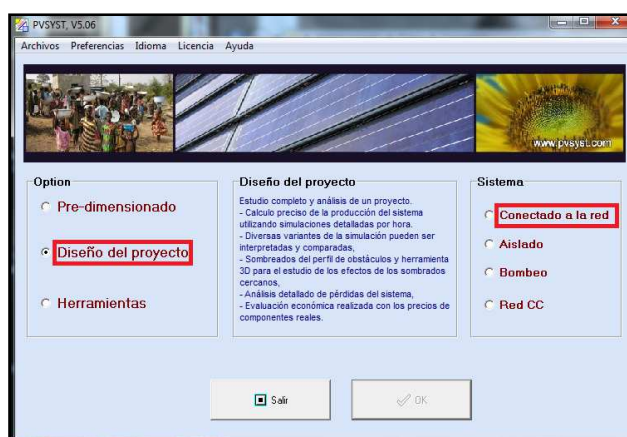


Figura 3.57. Pantalla principal PVsyst (III).

El procedimiento de cálculo mediante el PVsyst es similar a las otras instalaciones, por lo que únicamente se van a señalar los pasos en los que haya variaciones.

3.2.3.1. Tamaño de la instalación

Con el objetivo de comparar económicamente las distintas alternativas con la mayor eficacia posible, la instalación conectada a la red eléctrica va a tener las mismas dimensiones que el sistema de 4 seguidores aislados de la red eléctrica. Estará formada por 168 módulos divididos en 4 seguidores solares, separados una distancia de 26 metros.

3.2.3.2. Conexión serie-paralelo de los paneles

En la mayoría de las instalaciones, dependiendo de la potencia de la instalación, es necesario asociar varios paneles en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente adecuados. En una conexión en paralelo se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos, consiguiendo aumentar la corriente generada y manteniendo un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada módulo. En una conexión en serie se conecta el polo positivo de un módulo con el polo negativo del siguiente, aumentando la tensión y manteniendo el mismo valor de corriente generada. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones generadas por cada módulo. Nuestra instalación va a ser mixta, es decir, se va a conectar tanto en serie como en paralelo.

Conectando más paneles en serie aumentamos la tensión del sistema, disminuyendo la intensidad transportada, lo que redundará en un menor gasto en cableado. Como cada seguidor soporta 42 paneles, con una disposición 6 x 7, se van a plantear las cuatro alternativas de conexión en serie-paralelo que mejor se adaptan a esta disposición de paneles.

- Alternativa 1: 6 paneles en serie
- Alternativa 2: 7 paneles en serie
- Alternativa 3: 14 paneles en serie
- Alternativa 4: 21 paneles en serie

A continuación se exponen las tensiones de salida de los paneles solares.

| | Paneles en serie | Paneles en paralelo | Intensidad de salida (A) | Tensión de salida (V) |
|----------------------|------------------|---------------------|--------------------------|-----------------------|
| Alternativa 1 | 6 | 28 | 233,8 | 220,8 |
| Alternativa 2 | 7 | 24 | 200,4 | 257,6 |
| Alternativa 3 | 14 | 12 | 100,2 | 558,2 |
| Alternativa 4 | 21 | 8 | 66,8 | 772,8 |

Tabla 3.14. Análisis de alternativas serie-paralelo (I).

Generalmente los rangos de tensión más bajos implican potencias más bajas, lo que significa que se precisaría un mayor número de inversores. Además, como se muestra en la siguiente tabla, el diámetro del cableado necesario para llevar la corriente continua desde los módulos al inversor es mayor. El diámetro se ha estimado para una caída de tensión no superior al 1,5 %. Éste cálculo de los conductores es únicamente orientativo. Más adelante se pondrá el dimensionado detallado de los mismos.

| | Seguidor | Tensión del sistema (V) | Longitud conductor (m) | Sección conductor (mm ²) |
|----------------------|----------|-------------------------|------------------------|--------------------------------------|
| Alternativa 1 | 1 | 144 | 39,40 | 16 |
| | 2 | 144 | 13,38 | 10 |
| | 3 | 144 | 48,24 | 25 |
| | 4 | 144 | 33,00 | 16 |
| Alternativa 2 | 1 | 168 | 39,40 | 16 |
| | 2 | 168 | 13,38 | 10 |
| | 3 | 168 | 48,24 | 16 |
| | 4 | 168 | 33,00 | 10 |
| Alternativa 3 | 1 | 336 | 39,40 | 6 |
| | 2 | 336 | 13,38 | 6 |
| | 3 | 336 | 48,24 | 6 |
| | 4 | 336 | 33,00 | 6 |
| Alternativa 4 | 1 | 504 | 39,40 | 4 |
| | 2 | 504 | 13,38 | 4 |
| | 3 | 504 | 48,24 | 4 |
| | 4 | 504 | 33,00 | 4 |

Tabla 3.15. Análisis de alternativas serie-paralelo (II).

Como se puede observar, a medida que aumenta el número de paneles conectados en serie disminuye el diámetro de los conductores, lo que implica un menor coste de los mismos. Así pues, se dimensiona la instalación conectando 21 paneles en serie y 8 en paralelo.

3.2.3.3. Elección del inversor

El inversor a emplear en la instalación conectada a la red eléctrica tiene que cumplir principalmente dos requisitos. El primero es que la tensión del sistema se encuentre dentro de su rango de tensión. La tensión del sistema se ha determinado previamente conectando 21 paneles en serie, lo que nos da una tensión de 504 V. La segunda condición es que la máxima potencia de entrada permitida por el inversor sea mayor que la potencia del campo solar.

Con el objetivo de cumplir estas dos premisas se selecciona un inversor solar **POWADOR 39.0 TL3**, con una potencia máxima de entrada de 39 kW, un margen de tensión de entrada comprendido entre 200 y 800 V, y una tensión máxima de carga a circuito abierto de 1.000 V.



| Electrical data | 39.0 TL3 |
|-------------------------------------|------------------|
| Input variables | |
| Max. recommended PV generator power | 39000 W |
| MPP range | 200 V ... 800 V* |
| Starting voltage | 250 V |
| No-load voltage | 1 000 V |
| Max. input current | 3 x 34.0 A |

Figura 3.58. Inversor solar. Alternativa 3.

Para que la configuración eléctrica de la generación del campo fotovoltaico encaje con las características eléctricas de la entrada del inversor, se deben comprobar las tensiones del campo. Por tanto, conectando 8 cadenas de 21 módulos en serie se procede al cálculo de las siguientes tensiones.

La tensión nominal de trabajo en el punto de máxima potencia y en condiciones estándar, que viene dada por la siguiente expresión.

$$V_{SC (PMP)} = V_{PMP} \times NPS = 29,6 \times 21 = \mathbf{621,6 \text{ V} < 800 \text{ V}}$$

Donde V_{PMP} es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar del módulo fotovoltaico (29,8 V) y NPS el número de paneles conectados en serie (21 paneles). Como podemos observar, el resultado se encuentra dentro de las exigencias del intervalo de tensiones de entrada.

Se debe comprobar, con esta disposición de módulos serie-paralelo, cual es la tensión máxima que puede soportar el inversor elegido. Esta máxima tensión se da en invierno con los módulos trabajando a bajas temperaturas. En verano se producen las tensiones mínimas con

los módulos trabajando a altas temperaturas. Ambas tensiones deben estar dentro del rango de trabajo del inversor.

Las siguientes fórmulas, extraídas de Fotovoltaica para profesionales: diseño, instalación y comercialización de plantas solares fotovoltaica, de Antony, F.Dürschner y Remmers, están referenciadas a temperaturas de -10°C y 70°C , valores utilizados para el cálculo de instalaciones localizadas en Alemania. En nuestro caso, consultando el registro de mínimas temperaturas de la AEMET (Agencia Estatal de Meteorología) podemos obtener los mismos datos para nuestra localidad, Robres, Huesca. Según estos archivos, la mínima histórica es de $-13,2^{\circ}\text{C}$, mientras que la temperatura superior se considera de 80°C , por tratarse de la temperatura máxima de la célula durante el proceso de la operación.

La tensión mínima a la entrada del inversor, en condiciones estándar de trabajo, bajo una temperatura de módulo máxima de 80°C y teniendo en cuenta la caída de tensión máxima de cálculo (1,5 %), viene dada por la siguiente expresión:

$$V_{SC} (\text{mínima}) = (V_{SC} \times NPS) + (Kt \times \Delta T \times NPS) - \frac{u\% \times (V_{SC} \times NPS)}{100} = \mathbf{472,04 \text{ V} > 200 \text{ V}}$$

Donde:

- V_{SC} (mínima): tensión mínima a la entrada del inversor.
- V_{SC} : tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar del módulo fotovoltaico (29,6 V).
- NPS: es el número de módulos conectados en serie (21 paneles).
- Kt: factor de corrección de tensión por temperatura ($-0,125 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$).
- ΔT : diferencia de temperatura respecto a la estándar ($80^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}$).
- U%: caída de tensión DC de cálculo (1,5%).

En este caso se puede observar que el valor de tensión mínima es superior al límite inferior del rango de tensiones admitidas por el inversor.

La tensión máxima en condiciones estándar a la entrada del inversor se produce con una temperatura mínima de $-13,2^{\circ}\text{C}$. Se determina a partir de la siguiente expresión, cuyo resultado observamos que se encuentra dentro del rango de tensiones admitido por el inversor.

$$V_{SC} (\text{máxima}) = (V_{SC} \times NPS) + (Kt \times \Delta T \times NPS) - \frac{u\% \times (V_{SC} \times NPS)}{100} = \mathbf{716,7 \text{ V} < 800 \text{ V}}$$

Donde:

- V_{SC} (máxima): tensión mínima a la entrada del inversor.
- V_{SC} : tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar del módulo fotovoltaico (29,6 V).
- NPS: es el número de módulos conectados en serie (21 paneles).
- Kt: factor de corrección de tensión por temperatura ($-0,125 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$).
- ΔT : diferencia de temperatura respecto a la estándar ($-13,2^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}$).
- U%: caída de tensión DC de cálculo (1,5%).

La tensión máxima a la entrada del inversor en condiciones de circuito abierto, y con temperatura de $-13,2^{\circ}\text{C}$, se calcula mediante la siguiente fórmula, demostrando que el valor es menor que la tensión máxima de circuito abierto permitida por el inversor.

$$V_{OC} (\text{máxima}) = (V_{OC} \times \text{NPS}) + (Kt \times \Delta T \times \text{NPS}) - \frac{u\% \times (V_{sc} \times \text{NPS})}{100} = 875,2 \text{ V} < 1.000 \text{ V}$$

Donde:

- V_{OC} (máxima): tensión máxima de entrada del inversor.
- V_{OC} : tensión a circuito abierto y en condiciones estándar del módulo fotovoltaico (36,8 V).
- NPS: número de módulos conectados en serie (21 paneles).
- Kt: factor de corrección de tensión por temperatura ($-0,125 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$).
- ΔT : diferencia de temperatura respecto a la estándar ($-13,2^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}$).

Como se comprueba en la siguiente tabla, los intervalos de tensión suministrados por el fabricante del inversor cumplen para los rangos de tensión de trabajo del sistema fotovoltaico, y para la tensión máxima soportada en el lado de corriente continua.

| | |
|-------------------------------------|-------------------|
| V_{sc} (pmp) | 621,6 V < 800 V |
| V_{sc} (mínima) | 472,04 V > 200 V |
| V_{sc} (máxima) | 716,7 V < 800 V |
| V_{OC} (máxima) | 875,2 V < 1.000 V |

Tabla 3.16. Resumen de las tensiones del sistema.

Una vez comprobado que las tensiones producidas en el generador son asumibles por el inversor, llega el turno de realizar el mismo proceso con la corriente generada por la instalación. La intensidad que circula por un módulo es la corriente nominal de cada rama. En el punto de máxima potencia y bajo condiciones estándar, la corriente de cada rama será de:

$$I_{pmp} = 7,78 \text{ A}$$

Estas cadenas se conexionan entre ellas en paralelo, haciendo que la corriente que llega al inversor sea la suma de todas las anteriores. En el punto de máxima potencia y bajo condiciones estándar, la corriente total será de:

$$I_t = I_{pmp} \times N_{cadenas} = 7,78 \times 8 = 62,24 \text{ A}$$

Este valor es siempre en condiciones estándar y en el punto de máxima potencia, donde I_t es la corriente total que llega al inversor, I_{pmp} es la corriente de una rama y $N_{cadenas}$ es el número total de ramas en paralelo.

Además, es necesario comprobar si la corriente máxima que se puede generar en la instalación puede ser soportada por nuestro inversor. Las corrientes máximas que llegarán al inversor serán las siguientes:

$$I_{max} = I_{cc} \times N_{cadenas} = 8,35 \times 8 = 66,8 \text{ A} < 102 \text{ A}$$

Donde:

- I_{max} : corriente de cortocircuito que puede llegar al inversor.
- I_{cc} : corriente de cortocircuito de un módulo, de mismo valor que la equivalente a una cadena (8,35 A).
- $N_{cadenas}$: número cadenas en paralelo, siempre en condiciones estándar (8 cadenas).

El inversor estará montado en el interior de una caseta prefabricada de hormigón que dispondrá de ventilación adecuada, con el fin de disminuir al máximo las altas temperaturas que se generarán.

3.2.3.4. Caseta eléctrica

La compañía eléctrica llevará la acometida hasta el límite de la nuestra propiedad, por lo que en ese punto irá ubicada la caseta prefabricada de hormigón, donde ubicaremos el inversor, el CGP y un CSMP, de donde surgirán varios circuitos, uno para iluminar la propia caseta, y otros para poner en movimiento cada uno de los seguidores solares. Tendrá unas dimensiones de 2 x 2 x 2,5 metros, cumpliendo siempre todas las especificaciones del ITC-BT-30.

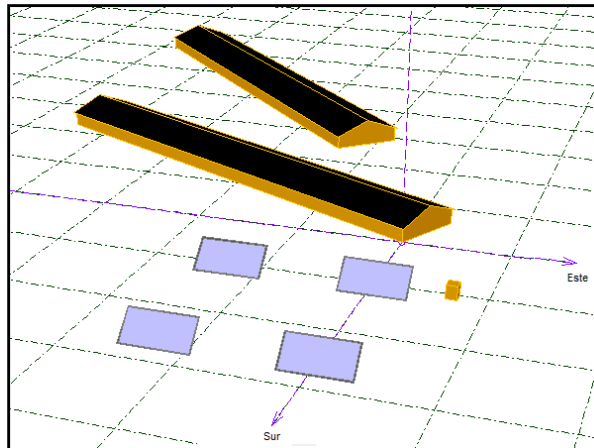


Figura 3.59. Diseño de la instalación. Alternativa 3 (I).



Figura 3.60. Caseta prefabricada de hormigón. Instalación conectada a red.

El inversor extrae un caudal de $600 \text{ m}^3/\text{h}$ de aire, para disipar el calor que se genera en el interior del inversor, véase ficha técnica, anexo VII. Por tanto se instalará en la caseta un extractor RVK 150 L1 $600 \text{ m}^3/\text{h}$, que incluye un filtro de 150 mm de diámetro y 800 mm de longitud, un tubo Flexible de 150 mm de diámetro y 5 metros de longitud y el propio extractor de $600 \text{ m}^3/\text{h}$ de caudal.

3.2.3.4.1. Iluminación

El cálculo de la iluminación de la caseta se realiza de forma manual por el método del flujo debido a la sencillez de la instalación. Este método determina el flujo luminoso que llega al plano de trabajo considerando las pérdidas debidas a las luminarias y al local.

Las dimensiones interiores de la caseta son 1,8 x 1,8 x 2,5 metros, como se puede observar en la siguiente figura.

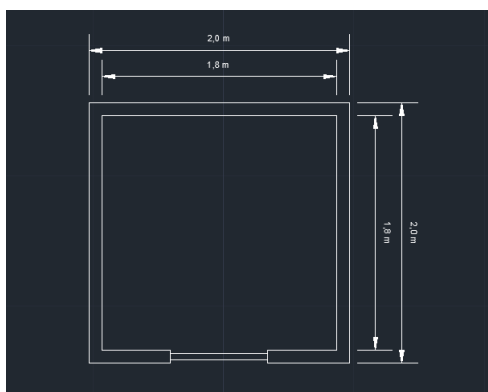


Figura 3.61. Detalle autocad caseta (V).

Se considera una altura del plano de trabajo de 0,85 metros. Las luminarias irán adosadas, a una altura de 2,5 metros. A efectos de cálculo se consideran 120 luxes como valor de iluminación deseado.

El flujo luminoso necesario para iluminar la caseta se obtiene a través de la siguiente expresión.

$$F_t = E_s * S / \eta_L * \eta_R * f_m$$

F_t = Flujo luminoso a emitir (lúmenes)

E_s = Nivel de iluminación recomendado (luxes) = 120 luxes

S = Superficie a iluminar (m²)

η_L = Rendimiento de la luminaria

η_R = Rendimiento del local

f_m = Factor de mantenimiento

Las luminarias utilizadas serán lámparas fluorescentes semi-intensivas, con un rendimiento de la luminaria del 85%. El rendimiento del local depende del tipo de luminaria (semi-intensiva), índice del local y reflectancia de techo, paredes y suelo. El índice del local (K) depende de las dimensiones de la planta de la nave (a y b), y de la distancia entre el plano de trabajo y las luminarias.

$$K = a * b / h * (a + b)$$

a = 1,8 metros

b = 1,8 metros

h = 2,5 - 0,85 = 1,65 metros

K = 0,55

| | Color | Factor de reflectancia |
|----------------|-------------|------------------------|
| Techo | Color medio | 0,5 |
| Paredes | Color medio | 0,5 |
| Suelo | Color medio | 0,3 |

Tabla 3.17. Factores de reflectancia (II).

Obtenemos un valor de rendimiento del local (η_R) de 0,52. El factor de mantenimiento (f_m) de acuerdo con las condiciones de la lámpara, su envejecimiento y pérdidas de suciedad es de 0,7.

Por tanto obtenemos un flujo luminoso a emitir (F_t) de 1.257 lúmenes. Emplearemos un tipo de luminaria que consume una potencia de 18 W y aporta un flujo luminoso de 1.350 lúmenes. Por tanto se adopta una luminaria o lámpara fluorescente colocada en una pantalla. Por tanto la potencia total necesaria es de 18 W.

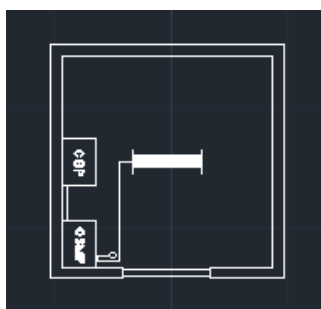


Figura 3.62. Instalación eléctrica (III).

3.2.3.4.2. Alumbrado de emergencia

Los lugares o espacios donde estén instalados cuadros, centros de control o mandos de las instalaciones técnicas de servicios, requieren alumbrado de emergencia. Éste se instalará dentro del local e inmediato a la entrada mediante un equipo autónomo de alumbrado de emergencia, de autonomía no inferior a 1 hora y que proporcione un nivel mínimo de iluminación de 5 lux sobre los cuadros y puntos de seguridad, según el CTE. Únicamente se instalará en la zona de las baterías y los cuadros, adosada a la pared, en la parte superior a la puerta, a una altura de 2 metros.

Para el cálculo se ha empleado el soporte informático DAISA, el cual determina la iluminación que llega a cada cuadro y punto de seguridad. DAISA asegura que el nivel de iluminación recibido sobre el suelo es siempre igual o superior al calculado. Siguiendo las normativas referentes a la instalación de emergencia (entre ellas el Código Técnico de la Edificación), no se tiene en cuenta la reflexión de paredes y techos.

Se instalará una luminaria de emergencia DAISALUX HYDRA N5 de 215 lúmenes de flujo luminoso. En las siguientes figuras podemos observar la situación de los puntos de seguridad y cuadros eléctricos y la iluminancia que les llega.

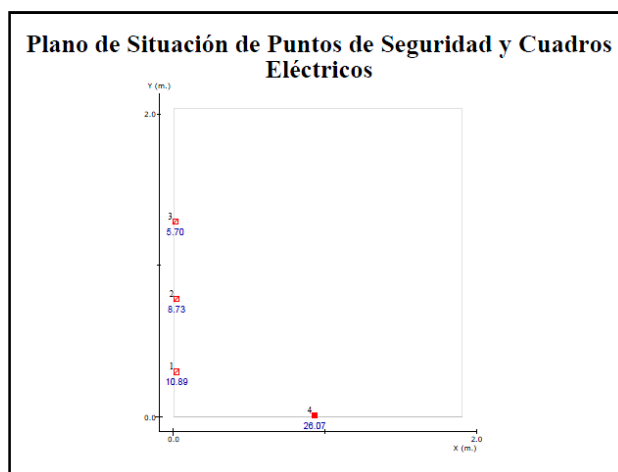


Figura 3.63. Plano de situación de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (III).

| Nº | Coordenadas (m.) | | | Resultado* (lx.) | Objetivo (lx.) |
|----|------------------|------|------|------------------|----------------|
| | x | y | h | | |
| 1 | 0.02 | 0.30 | 1.20 | 10.89 | 5.00 |
| 2 | 0.02 | 0.78 | 1.20 | 8.73 | 5.00 |
| 3 | 0.01 | 1.29 | 1.20 | 5.70 | 5.00 |
| 4 | 0.93 | 0.01 | 1.20 | 26.07 | 5.00 |

Figura 3.64. Resultado de puntos de seguridad y cuadros eléctricos (III).

3.2.3.5. Seguridad contra incendios.

Se instalará un extintor móvil en la caseta donde se ubican los elementos de la instalación, que estará lo más cerca posible de la puerta de acceso. Además se ubicará un extintor por cada seguidor, en la base de los mismos. Se dispondrá en toda la instalación de la señalización pertinente.

3.2.3.6. Simulación

Una vez tengo la instalación dimensionada vuelvo al PVsyst para observar los resultados obtenidos. Para ello tengo que entrar en la pestaña “sistema” del menú principal del proyecto.

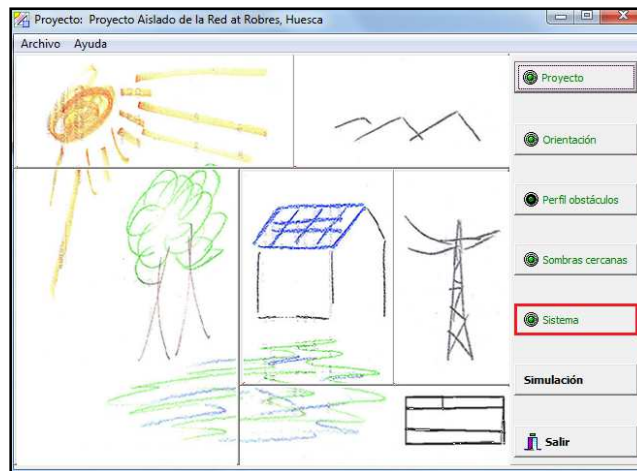


Figura 3.65. Pantalla de opciones del proyecto aislado (VI).

Presiono la pestaña “simulación” y el programa genera de manera automática un informe con todos los datos de producción, consumos, pérdidas, etc., que se adjunta en el anexo VIII.

3.3. CÁLCULO DE CONDUCTORES Y APARAMENTA DE SEGURIDAD

La elección del cableado es un paso importante. Además de cumplirse los requisitos de caída de tensión, tiene que ser fiable y no tiene que deteriorarse su capa aislante, ni por el efecto de los rayos UV ni de la temperatura o humedad. Para evitar esto último se utiliza cable solar, certificado para las siguientes normas.

- Retardador de llama según IEC 60332-1-2
- Libre de halógenos según EN 50267-2-2
- Resistente al ozono según 50396
- Resistente al UV según HD 605/A1
- Resistente a la corrosión según EN 60811-2-1

Para el correcto dimensionado de la instalación eléctrica se emplearán las siguientes expresiones, recogidas en el REBT.

| | CORRIENTE CONTINUA ($\varphi=0$) CORRIENTE ALTERNA MONOFÁSICA | CORRIENTE ALTERNA TRIFÁSICA |
|--|--|---|
| INTENSIDAD | $I = \frac{P}{U' \cdot \cos\varphi}$ | $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$ |
| CAÍDA DE TENSIÓN | $u = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot s} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot s \cdot U'}$ | $u = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot s} = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot s \cdot U}$ |
| SECCIÓN | $s = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot u} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot u \cdot U'}$ | $s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot u} = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot u \cdot U}$ |
| <p>P = potencia activa (W) I = intensidad (A) U' = tensión simple o de fase (V) U = tensión compuesta o de línea (V) R = resistencia (Ω) L = longitud (m) s = sección (mm^2)</p> | | <p>u = caída de tensión (V) $\cos\varphi$ = factor de potencia γ = conductividad (56 Cu; 35 Al) $\gamma = 1/\rho$; $\rho_{\text{Cu}} = 0,018 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ $\rho_{\text{Al}} = 0,028 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$</p> |

Tabla 3.18. Fórmulas para el cálculo de conductores.

Para seleccionar la sección óptima del conductor de las instalaciones de interior se utiliza la Tabla 1 de ITC-BT-21 del REBT.

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----------------------|---|----------|----------|----------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------------|-----------------------------|---------------|-----------|
| A | | Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | |
| A2 | | Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | | |
| B | | Conductores aislados en tubos ³⁾ en montaje superficial o empotrados en obra | | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | |
| B2 | | Cables multiconductores en tubos ³⁾ en montaje superficial o empotrados en obra | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | |
| C | | Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾ | | | | | 3x PVC | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | |
| E | | Cables multiconductores al aire libre ³⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾ | | | | | 3x PVC | | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| F | | Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ³⁾ | | | | | | 3x PVC | | | 3x XLPE o EPR ³⁾ | | |
| G | | Cables unipolares separados mínimo D ³⁾ | | | | | | | | 3x PVC ³⁾ | | 3x XLPE o EPR | |
| Cobre | mm² | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| | 1,5 | 11 | 11,5 | 13 | 13,5 | 15 | 16 | - | 18 | 21 | 24 | - | |
| | 2,5 | 15 | 16 | 17,5 | 18,5 | 21 | 22 | - | 25 | 29 | 33 | - | |
| | 4 | 20 | 21 | 23 | 24 | 27 | 30 | - | 34 | 38 | 45 | - | |
| | 6 | 25 | 27 | 30 | 32 | 36 | 37 | - | 44 | 49 | 57 | - | |
| | 10 | 34 | 37 | 40 | 44 | 50 | 52 | - | 60 | 68 | 76 | - | |
| | 16 | 45 | 49 | 54 | 59 | 66 | 70 | - | 80 | 91 | 105 | - | |
| | 25 | 59 | 64 | 70 | 77 | 84 | 88 | 96 | 106 | 116 | 123 | 166 | |
| | 35 | | 77 | 86 | 96 | 104 | 110 | 119 | 131 | 144 | 154 | 206 | |
| | 50 | | 94 | 103 | 117 | 125 | 133 | 145 | 159 | 175 | 188 | 250 | |
| | 70 | | | | 149 | 160 | 171 | 188 | 202 | 224 | 244 | 321 | |
| | 95 | | | | 180 | 194 | 207 | 230 | 245 | 271 | 296 | 391 | |
| | 120 | | | | 208 | 225 | 240 | 267 | 284 | 314 | 348 | 455 | |
| | 150 | | | | 236 | 260 | 278 | 310 | 338 | 363 | 404 | 525 | |
| 185 | | | | 268 | 297 | 317 | 354 | 386 | 415 | 464 | 601 | | |
| 240 | | | | 315 | 350 | 374 | 419 | 455 | 490 | 552 | 711 | | |
| 300 | | | | 360 | 404 | 423 | 484 | 524 | 565 | 640 | 821 | | |

Tabla 3.19. Tabla 1 del ITC-BT-21 del REBT.

En el caso de dimensionar los conductores enterrados, para seleccionar la sección idónea de los mismos se emplea la Tabla 5 de ITC-BT-07 del REBT.

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).



| SECCIÓN NOMINAL mm ² | Terna de cables unipolares (1) (2) | | | 1 cable tripolar o tetrapolar (3) | | |
|------------------------------------|---|-----|-----|--|-----|-----|
| |  | | |  | | |
| | TIPO DE AISLAMIENTO | | | | | |
| | XLPE | EPR | PVC | XLPE | EPR | PVC |
| 6 | 72 | 70 | 63 | 66 | 64 | 56 |
| 10 | 96 | 94 | 85 | 88 | 85 | 75 |
| 16 | 125 | 120 | 110 | 115 | 110 | 97 |
| 25 | 160 | 155 | 140 | 150 | 140 | 125 |
| 35 | 190 | 185 | 170 | 180 | 175 | 150 |
| 50 | 230 | 225 | 200 | 215 | 205 | 180 |
| 70 | 280 | 270 | 245 | 260 | 250 | 220 |
| 95 | 335 | 325 | 290 | 310 | 305 | 265 |
| 120 | 380 | 375 | 335 | 355 | 350 | 305 |
| 150 | 425 | 415 | 370 | 400 | 390 | 340 |
| 185 | 480 | 470 | 420 | 450 | 440 | 385 |
| 240 | 550 | 540 | 485 | 520 | 505 | 445 |
| 300 | 620 | 610 | 550 | 590 | 565 | 505 |
| 400 | 705 | 690 | 615 | 665 | 645 | 570 |
| 500 | 790 | 775 | 685 | - | - | - |
| 630 | 885 | 870 | 770 | - | - | - |

Tabla 3.20. Tabla 5 del ITC-BT-07 del REBT.

En cuanto a la aparatmentada de seguridad vamos a instalar tanto fusibles como interruptores automáticos para mayor seguridad. Su elección se llevará a cabo de la siguiente manera:

Fusible

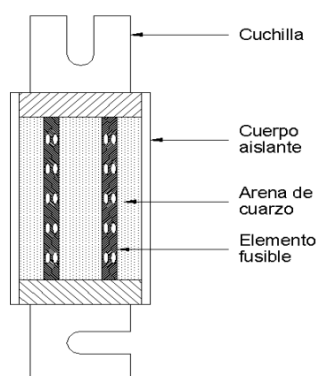


Figura 3.66. Esquema de un fusible.

Se elegirá un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

Las intensidades nominales de los fusibles comerciales son: 2, 4, 6, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 35, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000 y 1250 A.

El poder de corte de un fusible tiene que ser superior a su intensidad de cortocircuito máxima.

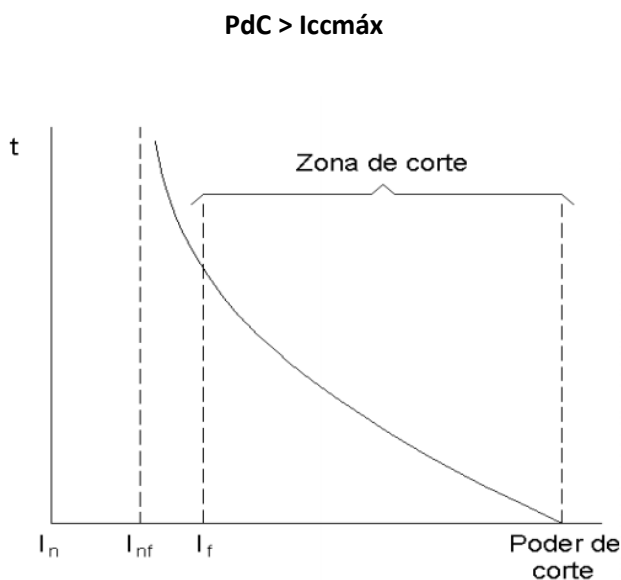


Figura 3.67. Curva I/t fusible.

Interruptor automático

Se elegirá un interruptor magnetotérmico de acuerdo con las normas EN 60.898 y EN 60947.2 que soporte un pico de intensidad 5 veces mayor a la requerida por el receptor durante 0,2 segundos.

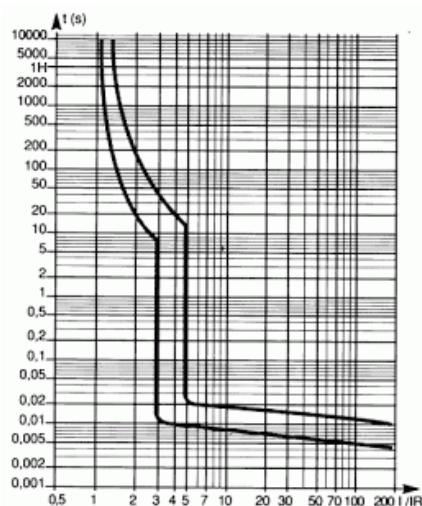


Figura 3.68. Curva de desconexión de un interruptor automático (I).

- Curva U: Protección de circuitos y personas en distribución terminal terciaria, agrícola e industrial.

- Sobrecarga: Térmico estándar.
- Cortocircuito Im: magnéticos fijados por curva U, 3 y 5 In.

$$I_n = N \times I/t$$

Las intensidades nominales de los interruptores automáticos comerciales son:

- PIA: 6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100 y 125 A.
- IA: 16 – 4000 A.

Descripción de un magnetotérmico unipolar

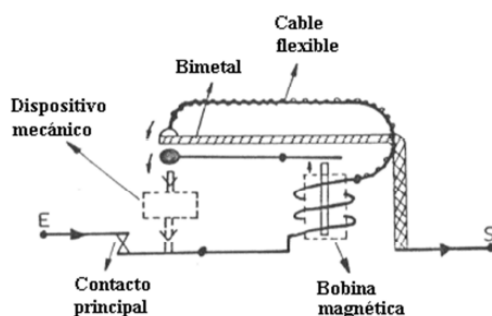


Figura 3.69. Esquema de un interruptor automático.

El poder de corte de un IA tiene que ser superior a su intensidad de cortocircuito máxima.

A continuación se procede a determinar el cableado de las diferentes alternativas objeto de este proyecto.

3.3.1. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, a los valores especificados a continuación (referidos a la tensión nominal continua del sistema).

| Tramo | Caída de tensión máxima |
|------------------------|-------------------------|
| Generador - Regulador | 3% |
| Regulador - Acumulador | 1% |
| Regulador - Inversor | 1% |
| Inversor – ICP | 3% |
| ICP - Explotación | 3% |

Tabla 3.21. Caídas de tensión máximas. Alternativa 1.

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, según el ITC-BT-40 del REBT.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables. Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

La profundidad de las conducciones enterradas será de 0,62 metros. Según en ITC-BT-07 del REBT, éstas deben tener una profundidad mínima de 0,6 metros. La distancia entre las ternas de cables unipolares ha de ser superior a 0,1 metros.

Calculamos la sección de los conductores con un factor de corrección por agrupamiento de 0,8 para las conducciones enterradas y de 1 para el resto de la instalación, y una temperatura de 40°C. Dividimos la instalación en los siguientes tramos.

- Tramo Seguidores – Regulador
- Tramo Regulador – Acumuladores
- Tramo Regulador – Inversor
- Tramo Regulador – Generador
- Tramo Generador – CGP
- Tramo Inversor – CGP
- Tramo CGP – CGMP de la explotación

3.3.1.1. Tramo seguidores – regulador

En la siguiente figura podemos observar un esquema de la instalación. Desde cada uno de los seguidores surge un conductor, que irá enterrado desde la arqueta ubicada junto a cada uno de los seguidores hasta el CMP (Cuadro de Mando y Protección) ubicado en la caseta prefabricada de hormigón. De dicho cuadro, partirán cinco conductores, uno a cada uno de los reguladores. Los conductores serán de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

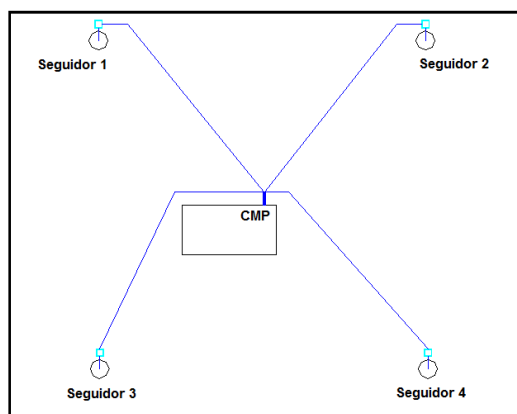


Figura 3.70. Diseño de los conductores enterrados. Alternativa 1.

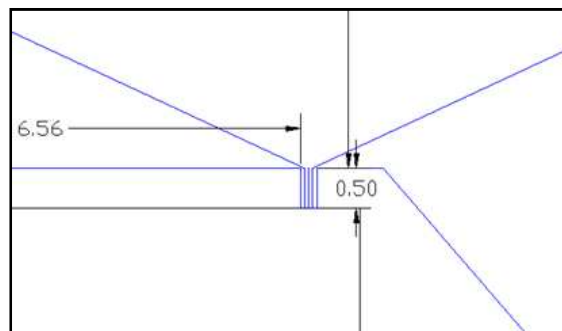


Figura 3.71. Detalle longitud conductores autocad. Alternativa 1.

Por tanto, este tramo lo dividiremos en los siguientes subtramos, cuyas longitudes son:

| Subtramo | Longitud (metros) |
|------------------|-------------------|
| Paneles en serie | 1 |
| Seguidor 1 - CMP | 23,8 |
| Seguidor 2 - CMP | 23,8 |
| Seguidor 3 - CMP | 25,4 |
| Seguidor 4 - CMP | 23,2 |
| CMP - Regulador | 1,5 |

Tabla 3.22. Longitud conductores seguidor – CMP. Alternativa 1.

Paneles en serie

La intensidad máxima del módulo solar (I_{sc}) según el fabricante es de 8,35 A, véase ficha técnica, anexo VII. Al estar conectados en serie se suman sus tensiones, pero no sus intensidades. Por lo tanto cada cadena de dos módulos tendrá una intensidad máxima de 8,35 A.

Considero la instalación como tipo B: cables unipolares aislados bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Seleccione un conductor de 4 mm² de sección.

| | |
|--|---------------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metro |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ω mm ² /m |
| Factor agrupamiento: | Fa = 1 |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 8,35 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 4 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 38 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,08 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'16 % |

Para proteger este circuito elijo un PIA que cumpla según normas UNE 20460-4-43 cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 38 \text{ A}$$

$$I_b = 8,35 \text{ A}$$

$$I_n = 10 \text{ A}$$

$$\text{PIA} = 10 \text{ A}$$

Seguidor 1 – CMP

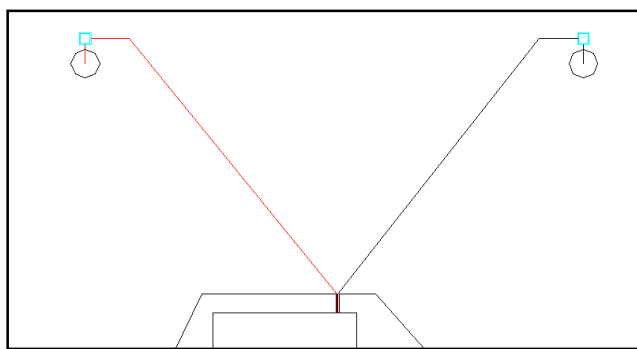


Figura 3.72. Conductor a dimensionar. Alternativa 1 (I).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto este seguidor tendrá una intensidad de:

$$21 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 175,35 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Se considera un factor de agrupamiento de 0,8; por tanto $I = 219,2 \text{ A}$. Selecciono un conductor de 150 mm^2 de sección y compruebo la caída de tensión desde el seguidor 1 al CMP.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | $L = 23,8 \text{ metros}$ |
| Resistividad del material (Cu): | $R = 0,018 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor agrupamiento: | $F_a = 0,8$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 1$ |
| Tensión nominal de suministro: | $U = 48 \text{ V}$ |
| Intensidad nominal de corriente: | $I = 219,2 \text{ A}$ |
| Sección adoptada del conductor: | $S = 150 \text{ mm}^2$ |
| Intensidad admisible por el conductor: | $I = 425 \text{ A}$ |
| Caída de tensión absoluta: | $dU = 1,25 \text{ V}$ |
| Caída de tensión porcentual: | $dU = 2,61 \%$ |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 425 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 382,5 \text{ A}$$

$$I_b = 219,2 \text{ A}$$

$$I_n = 250 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 3 = 365,3 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 5 = 219,2 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 219,2 A y los 365,3 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **250 A**.

Seguidor 2 – CMP

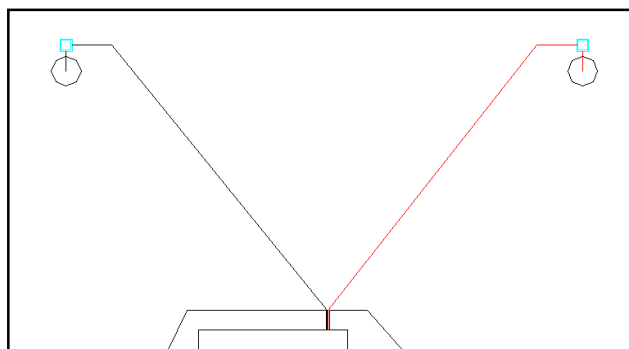


Figura 3.73. Conductor a dimensionar. Alternativa 1 (II).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto este seguidor tendrá una intensidad de:

$$21 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 175,35 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Se considera un factor de agrupamiento de 0,8; por tanto $I = 219,2 \text{ A}$. Seleccione un conductor de 150 mm^2 de sección y compruebo la caída de tensión desde el seguidor 2 al CMP.

Longitud del conductor:

$$L = 23,8 \text{ metros}$$

Resistividad del material (Cu):

$$R = 0,018 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$$

| | |
|--|-------------------------------|
| Factor agrupamiento: | Fa = 0,8 |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 219,2 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 150 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 425 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 1,25 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 2'61 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 425 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 382,5 \text{ A}$$

$$I_b = 219,2 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 250 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 3 = 365,3 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 5 = 219,2 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 219,2 A y los 365,3 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **250 A**.

Seguidor 3 – CMP

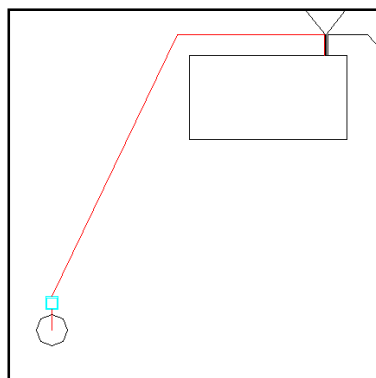


Figura 3.74 Conductor a dimensionar. Alternativa 1 (III).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto este seguidor tendrá una intensidad de:

$$21 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 175,35 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Se considera un factor de agrupamiento de 0,8; por tanto $I = 219,2 \text{ A}$. Seleccione un conductor de 185 mm^2 de sección y compruebo la caída de tensión desde el seguidor 3 al CMP.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | $L = 25,4 \text{ metros}$ |
| Resistividad del material (Cu): | $R = 0,018 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor agrupamiento: | $F_a = 0,8$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 1$ |
| Tensión nominal de suministro: | $U = 48 \text{ V}$ |
| Intensidad nominal de corriente: | $I = 219,2 \text{ A}$ |
| Sección adoptada del conductor: | $S = 185 \text{ mm}^2$ |
| Intensidad admisible por el conductor: | $I = 480 \text{ A}$ |
| Caída de tensión absoluta: | $dU = 1,08 \text{ V}$ |
| Caída de tensión porcentual: | $dU = 2,26 \%$ |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 480 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 432 \text{ A}$$

$$I_b = 219,2 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 250 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 3 = 365,3 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 5 = 219,2 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 219,2 A y los 365,3 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **250 A**.

Seguidor 4 – CMP

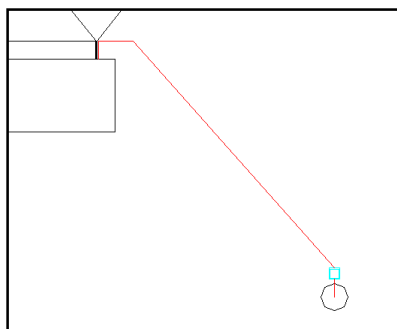


Figura 3.75. Conductor a dimensionar. Alternativa 1 (IV).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto este seguidor tendrá una intensidad de:

$$21 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 175,35 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Se considera un factor de agrupamiento de 0,8; por tanto $I = 219,2 \text{ A}$. Selecciono un conductor de 150 mm^2 de sección y compruebo la caída de tensión desde el seguidor 4 al CMP.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | $L = 23,2 \text{ metros}$ |
| Resistividad del material (Cu): | $R = 0,018 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor agrupamiento: | $F_a = 0,8$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 1$ |
| Tensión nominal de suministro: | $U = 48 \text{ V}$ |
| Intensidad nominal de corriente: | $I = 219,2 \text{ A}$ |
| Sección adoptada del conductor: | $S = 150 \text{ mm}^2$ |
| Intensidad admisible por el conductor: | $I = 425 \text{ A}$ |
| Caída de tensión absoluta: | $dU = 1,22 \text{ V}$ |
| Caída de tensión porcentual: | $dU = 2,54 \%$ |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 425 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 382,5 \text{ A}$$

$$I_b = 219,2 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 250 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 3 = 365,3 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 5 = 219,2 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 219,2 A y los 365,3 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **250 A**.

CMP – Regulador

La intensidad recibida de los módulos solares se acumula en el CMP, y se divide entre los cinco reguladores conectados en paralelo antes de pasar a las baterías. Por tanto cada uno recibirá 140,3 A.

Considero la instalación como tipo B: cables unipolares aislados bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Seleccione un conductor de 70 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1,5 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 140,3 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 70 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 224 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,11 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'23 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 224 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 201,6 \text{ A}$$

$$I_b = 140,3 \text{ A}$$

$$I_n = \mathbf{160 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 140,3) / 3 = 233,83 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 140,3) / 5 = 140,3 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 140,3 A y los 233,83 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **160 A**.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparatada de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como hemos indicado previamente es del 3%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm ²) | I _{adm} (A) | ΔU (%) parcial | ΔU (%) acumulada | % Sobreintensidad |
|------------------|--------|----------------------|----------------------|----------------|------------------|-------------------|
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,16 % | 0,16 % | 455,1 % |
| Seguidor 1 – CMP | 219,2 | 150 | 425 | 2,61 % | 2,77 % | 242,4 % |
| CMP - Regulador | 140,3 | 70 | 224 | 0,22 % | 2,99 % | 159,7 % |
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,16 % | 0,16 % | 455,1 % |
| Seguidor 2 – CMP | 219,2 | 150 | 425 | 2,61 % | 2,77 % | 242,4 % |
| CMP - Regulador | 140,3 | 70 | 224 | 0,22 % | 2,99 % | 159,7 % |
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,16 % | 0,16 % | 455,1 % |
| Seguidor 3 – CMP | 222,34 | 185 | 480 | 2,26 % | 2,42 % | 273,7 % |
| CMP - Regulador | 140,3 | 70 | 224 | 0,22 % | 2,64 % | 159,7 % |
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,16 % | 0,16 % | 455,1 % |
| Seguidor 4 – CMP | 219,2 | 150 | 425 | 2,54 % | 2,70 % | 242,4 % |
| CMP - Regulador | 140,3 | 70 | 224 | 0,22 % | 2,92 % | 159,7 % |

Tabla 3.23. Caída de tensión tramo Seguidor – Regulador. Alternativa 1.

Como podemos observar en ningún momento se sobrepasa el 3% de caída de tensión y la intensidad soportada por todos los conductores es superior al 125% de la intensidad de dimensionado.

| Tramo | Conductor |
|------------------|---|
| Paneles en serie | RV-k 0,6/1 kV 2 x 1 x 4 mm ² |
| Seguidor 1 – CMP | RV-k 0,6/1 kV 2 x 1 x 150 mm ² |
| Seguidor 2 – CMP | RV-k 0,6/1 kV 2 x 1 x 150 mm ² |
| Seguidor 3 – CMP | RV-k 0,6/1 kV 2 x 1 x 185 mm ² |
| Seguidor 4 – CMP | RV-k 0,6/1 kV 2 x 1 x 150 mm ² |
| CMP - Regulador | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 70 mm ² |

Tabla 3.24. Conductores tramo Seguidor – Regulador. Alternativa 1.

3.3.1.2. Tramo regulador - baterías

Para determinar la sección de los conductores que unen los reguladores con las baterías se realizan los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Como se ha establecido previamente las baterías se dividirán en cinco grupos de 13 cadenas de 4 baterías en serie, cada uno colocado a una altura diferente de la estantería dentro de la caseta de hormigón prefabricado.

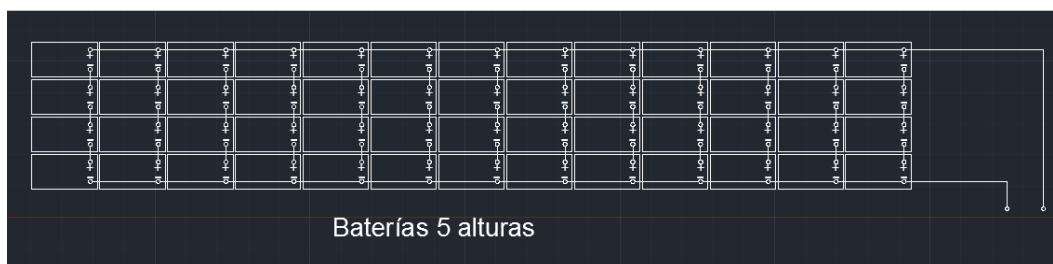


Figura 3.76. Esquema conexión baterías.

Conexión en serie de las baterías

Cada cadena de baterías en serie recibirá 10,8 A (175,35 A / 13 cadenas de baterías). El conductor mínimo recomendado por el fabricante es de 4 mm² de sección

| | |
|----------------------------------|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 10,8 A |

| | |
|--|-----------------------------|
| Sección adoptada del conductor: | S = 4 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 38 A |

| | |
|-------------------------------------|--------------------|
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,10 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'20 % |

Elijo un PIA que cumpla según normas UNE 2046-4-43, cuya intensidad nominal sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 38 \text{ A}$$

$$I_b = 10,8 \text{ A}$$

$$I_n = 16 \text{ A}$$

$$\text{PIA} = 16 \text{ A}$$

Conexión en paralelo de las baterías

Selecciono un conductor de 95 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 7 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 140,3 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 95 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 271 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,37 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0,78 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 271 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 243,9 \text{ A}$$

$$I_b = 140,3 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 160 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 140,3) / 3 = 233,83 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 140,3) / 5 = 140,3 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 140,3 A y los 233,83 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **160 A**.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparamenta de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como hemos indicado previamente es del 1%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm ²) | I _{adm} (A) | ΔU (%) parcial | ΔU (%) acumulada | % Sobrein- tensidad |
|-----------------------------|-------|----------------------|----------------------|-------------------|---------------------|------------------------|
| Baterías en serie | 10,8 | 4 | 38 | 0,20 % | 0,20 % | 352,2 % |
| Regulador - Baterías | 140,3 | 95 | 271 | 0,78 % | 0,98 % | 193,2 % |

Tabla 3.25. Caída de tensión tramo Regulador – Baterías. Alternativa 1.

| Tramo | Conductor |
|---------------------------------|--|
| Acumuladores en serie | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 4 mm ² |
| Regulador - Acumuladores | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 95 mm ² |

Tabla 3.26. Conductores tramo Regulador – Baterías. Alternativa 1.

3.3.1.3. Tramo Generador – Regulador

Este circuito sólo sirve para que el regulador de un pequeño impulso eléctrico al generador y de la orden a éste de arrancar el motor, y la fuerza necesaria para arrancarlo. El fabricante ya nos suministró un cable de 3 metros y una sección de 2,5 mm² para este fin.

3.3.1.4. Tramo Generador – CGP

El propio generador ya incluye su apartamiento de seguridad.

En el momento en el que las baterías superen su profundidad máxima de descarga, se enciende el generador, el cual inyecta corriente trifásica aguas abajo del inversor hasta que haya carga suficiente en las baterías, entonces se para el generador de gasolina y vuelve a suministrar corriente al inversor. Al llegar la corriente proveniente del generador de gasolina un relé mueve un conmutador que corta la corriente proveniente del inversor y da paso a la corriente del generador de gasolina.

Esto se puede deber al mal funcionamiento de las baterías o a que los módulos no sean capaces de suministrar la energía suficiente para abastecer las necesidades puntuales de consumo. Para la detección empleamos monitores de baterías BMV. Éstos disponen de un avanzado sistema de control de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Determina exactamente el estado de la carga de la batería.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El cable será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Elijo una sección de 6 mm².

| | |
|---------------------------------|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 2 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 0,9 |
| Potencia suministrada: | P = 20.000 W |
| Tensión nominal de suministro: | U = 400 V |

| | |
|--|--|
| Intensidad nominal de corriente: | $I = 32,1 \text{ A}$ |
| Sección adoptada del conductor: | $S = 6 \text{ mm}^2$ |
| Intensidad admisible por el conductor: | $I = 44 \text{ A}$ |
| Caída de tensión absoluta: | $dU = 0,35 \text{ V}$ |
| Caída de tensión porcentual: | $dU = 0'09 \%$ |

| | $I \text{ (A)}$ | $S \text{ (mm}^2\text{)}$ | $I_{adm} \text{ (A)}$ | $\Delta U \text{ (\%)} \text{ parcial}$ | $\Delta U \text{ (\%)} \text{ acumulada}$ | $\% \text{ Sobreintensidad}$ |
|-----------------------------|-----------------|---------------------------|-----------------------|---|---|------------------------------|
| Generador - Contador | 32,1 | 6 | 44 | 0,09 % | 0,09 % | 137,2 % |

Tabla 3.27. Caída de tensión tramo Generador – CGP.

| Tramo | Conductor |
|-----------------------------|---|
| Generador - Contador | RV-k 0.6/1 kV 4 x 6 mm² |

Tabla 3.28. Conductores tramo Generador – CGP.

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 44 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 39,6 \text{ A}$$

$$I_b = 32,1 \text{ A}$$

$$I_n = 35 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 32,1) / 3 = 53,5 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 32,1) / 5 = 32,1 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 32,1 A y los 53,5 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **35 A**.

3.3.1.5. Tramo Regulador – Inversor

Este tramo irá desde cada uno de los 5 reguladores a cada uno de los 3 inversores. Por tanto se divide este tramo en dos partes, una que estará formada por los 5 conductores que

vienen de los reguladores e irán a parar a una caja de empalme y derivación, y otra parte que irá desde dicha caja a los inversores.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El cable será monofásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

Regulador – Caja de empalme y derivación

Para este primer subtramo selecciono un cable de 70 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metro |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 140,3 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 70 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 224 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,07 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'15 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

$$0,9 \times Iz \geq In \geq Ib$$

$$Iz = 224 \text{ A}$$

$$0,9 \times Iz = 201,6 \text{ A}$$

$$Ib = 140,3 \text{ A}$$

$$\mathbf{In = 160 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$In = N \times I/t$$

$$In = (5 \times 140,3) / 3 = 233,83 \text{ A}$$

$$In = (5 \times 140,3) / 5 = 140,3 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 140,3 A y los 233,83 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **160 A**.

Caja de empalme y derivación – inversor

Selecciono un cable de 95 mm² de sección.

| | |
|--|---------------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ω mm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 187,0 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 95 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 271 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,07 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'15 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 271 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 243,9 \text{ A}$$

$$I_b = 187,0 \text{ A}$$

$$I_n = 200 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 187,0) / 3 = 311,6 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 187,0) / 5 = 187,0 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 187,0 A y los 311,6 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **250 A**.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparamenta de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como se ha indicado previamente es del 1%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm ²) | I _{adm} (A) | ΔU (%) parcial | ΔU (%) acumulada | % Sobreintensidad |
|-------------------------|-------|----------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|-------------------|
| Regulador – Caja | 140,3 | 70 | 224 | 0,15 % | 0,15 % | 159,7 % |
| Caja - Inversor | 187,0 | 95 | 271 | 0,15 % | 0,30 % | 144,9 % |

Tabla 3.29. Caída de tensión tramo Regulador – Inversor. Alternativa 1.

| Tramo | Conductor |
|----------------|--|
| Regulador - CC | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 70 mm ² |
| CC - Inversor | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 95 mm ² |

Tabla 3.30. Conductores tramo Regulador – Inversor. Alternativa 1.

3.3.1.6. Tramo inversor – CGP

Este tramo irá desde los inversores al CGP. Los inversores se conectarán entre ellos para que la salida sea trifásica, véase ficha técnica, anexo VII. Los elementos necesarios para la conexión de los inversores vienen incluidos con los mismos. Por tanto se dispone un conductor que se unirá en el CGP. Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Elijo una sección de 16 mm².

Considero $\cos \psi = 0,9$, ya que para valores inferiores recomendaría la colocación de condensadores para compensar la potencia reactiva, lo que supone un ahorro directo en la factura eléctrica.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | L = 2 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 0,9$ |
| Potencia suministrada: | P = 21.000 W |
| Tensión nominal de suministro: | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 58,3 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 16 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 80 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,24 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'06 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 80 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 72 \text{ A}$$

$$I_b = 58,3 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 60 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 58,3) / 3 = 97,16A$$

$$I_n = (5 \times 58,3) / 5 = 58,3 A$$

Mi horquilla estará entre los 58,3 A y los 97,16 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **60 A**.

3.3.1.7. Tramo CGP - CGMP de la granja

Esta conducción irá enterrada. El cable será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Seleccione una sección de 16 mm².

Considero $\cos \psi = 0,9$, ya que para valores inferiores recomendaría la colocación de condensadores para compensar la potencia reactiva, lo que supone un ahorro directo en la factura eléctrica.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | L = 41 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 0,9$ |
| Potencia suministrada: | P = 21.000 W |
| Tensión nominal de suministro: | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 58,33 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 16 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 80 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 4,84 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 1'21 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 80 A$$

$$0,9 \times I_z = 72 A$$

$$I_b = 58,3 A$$

$$\mathbf{I_n = 60 A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 58,3) / 3 = 97,16A$$

$$I_n = (5 \times 58,3) / 5 = 58,3 A$$

Mi horquilla estará entre los 58,3 A y los 97,16 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **60 A**.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparatenta de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como se ha indicado previamente es del 3%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm ²) | I _{adm} (A) | ΔU (%) parcial | ΔU (%) acumulada | % Sobreintensidad |
|-------------------|-------|----------------------|----------------------|----------------|------------------|-------------------|
| Inversor – CGP | 58,4 | 16 | 106 | 0,06 % | 0,06 % | 137,1 % |
| CGP – Explotación | 58,4 | 16 | 106 | 1,21 % | 1,27 % | 137,1 % |

Tabla 3.31. Caída de tensión tramo Inversor – CGMP explotación. Alternativa 1.

| Tramo | Conductor |
|-------------------|---------------------------------------|
| Inversor - CGP | ES 07 Z1-K 5 x 16 mm ² |
| CGP – CGMP Granja | RZ1-K 0,6/1 KV 4 x 16 mm ² |

Tabla 3.32. Conductores tramo Inversor – CGMP explotación. Alternativa 1.

3.3.1.8. Iluminación de la caseta eléctrica

Como ya se ha indicado previamente en el apartado 3.2.1.10.1., vamos a disponer tres circuitos eléctricos en la caseta, dos de iluminación y uno de fuerza. Del CGP partirá una conducción a un CSMP, con la intensidad necesaria para los circuitos de iluminación, el de fuerza y con la intensidad necesaria para que cada uno de los seguidores pueda realizar el movimiento que le permita captar la energía solar con la mayor eficiencia posible. Cada uno de los seguidores requiere una potencia de 18 W, véase ficha técnica, anexo VII.



Figura 3.77. Circuitos eléctricos de la caseta. Alternativa 1.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

| | Alumbrado 1 | Alumbrado 2 | Fuerza | CGP - CSMP |
|----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| L (m) | 10,5 | 8,5 | 1,6 | 0,5 |
| P (W) | 144 | 18 | 750 | 1.002 |
| U (V) | 230 | 230 | 230 | 230 |
| I (A) | 0,7 | 0,09 | 3,62 | 4,84 |
| S (mm²) | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| I_{adm} (A) | 21 | 21 | 21 | 21 |
| ΔU (V) | 0,16 | 0,01 | 0,13 | 0,05 |
| ΔU (%) | 0,07 % | 0,01 % | 0,05 % | 0,02 % |

Tabla 3.33. Caída de tensión circuitos caseta. Alternativa 1.

Según ITC-BT-19 del REBT, la caída de tensión máxima admisible para circuitos de fuerza es del 5% y del 3% para circuitos de iluminación, y la intensidad admisible por el conductor ha de ser 1,25 veces mayor a la intensidad conducida. Como podemos observar en la tabla anterior, la suma de las caídas de tensión de cada circuito con el tramo CGP-CSMP es claramente inferior al 5% y al 3% respectivamente, y la intensidad admisible por el conductor ampliamente superior al 125% mínimo requerido.

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Alumbrado 1

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,7 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

- Alumbrado 2

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,09 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

- Fuerza

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 3,62 \text{ A}$$

$$I_n = 4 \text{ A}$$

- CGP - CSMP

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 4,75 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

Interruptor automático

Elijo un PIA que cumpla según normas UNE 2046-4-43, cuya intensidad nominal sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Alumbrado 1

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 0,7 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

- Alumbrado 2

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 0,09 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

- Fuerza

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 3,62 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

- CGP - CSMP

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 4,75 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

3.3.1.9. Alimentación de los seguidores

Cada uno de los seguidores para llevar a cabo el movimiento que permita captar la energía proveniente del sol con la mayor eficiencia posible requiere una potencia de 18 W, véase ficha técnica, anexo VII. Dicha potencia se suministra desde el CSMP, que enlaza con el CGP, ubicados ambos en la caseta prefabricada.

Los conductores que unen el CSMP y los seguidores irán enterrados en la misma zanja que los conductores que transportan la intensidad de los módulos solares al CMP, a una profundidad de 0,62 metros. Cada terna de cables unipolares irá en un tubo distinto, por tanto considero un factor de agrupamiento de 0,8. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

La longitud será la distancia que hay entre el CMP que recoge la intensidad de los módulos solares y el CSMP (2 metros), más la distancia de las conducciones enterradas que unen los módulos solares y el CMP.

Para las conducciones enterradas selecciono conductores de 6 mm² de sección, ya que es la sección mínima para este tipo de conducciones, según ITC-BT-07 del REBT.

| | Seguidor 1 | Seguidor 2 | Seguidor 3 | Seguidor 4 | CGP - CSMP |
|----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| L (m) | 25,8 | 25,8 | 27,4 | 25,2 | 0,5 |
| P (W) | 18 | 18 | 18 | 18 | 984 |
| U (V) | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| I (A) | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 4,75 |
| S (mm²) | 6 | 6 | 6 | 6 | 1,5 |
| I_{adm} (A) | 78 | 78 | 78 | 78 | 21 |
| ΔU (V) | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,01 | 0,05 |
| ΔU (%) | 0,01 % | 0,01 % | 0,01 % | 0,01 % | 0,02 % |

Tabla 3.34. Caída de tensión seguidores. Alternativa 1.

Según ITC-BT-19, la caída de tensión máxima admisible para circuitos de fuerza es del 5%, y la intensidad admisible por el conductor ha de ser 1,25 veces mayor a la intensidad conducida. Como se observa en la tabla anterior, la suma de las caídas de tensión de cada seguidor con el tramo CGP-CSMP es claramente inferior al 5%, y la intensidad admisible por el conductor ampliamente superior al 125% mínimo requerido.

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

- *Seguidores*

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,11 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

- *CGP - CSMP*

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 4,75 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

Interruptor automático

Elijo un PIA que cumpla según normas UNE 2046-4-43, cuya intensidad nominal sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

- *Seguidores*

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$I_b = 0,11 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

- *CGP - CSMP*

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 4,75 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

3.3.1.10. Tubos protectores

A continuación procedemos a dimensionar los tubos de protección para las conducciones enterradas. Como se ha indicado previamente cada terna de cables unipolares enterrados irá en un tubo individual. Las dimensiones de los tubos utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la norma UNE-EN 50.086.

Para el dimensionado de las canalizaciones empleo la *Tabla 9, Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir*, del ITC-BT-21 del REBT.

A continuación se muestra la longitud de los conductores enterrados de la instalación y las dimensiones de los tubos de protección.

| Sección conductor (mm ²) | Longitud (m) | Øext tubo (mm) |
|--------------------------------------|--------------|----------------|
| 185 | 26,0 | 180 |
| 150 | 23,4 | 180 |
| 6 | 137,2 | 50 |

Tabla 3.35. Tubos de protección para conducciones enterradas.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20.460-5-523 y en las ITCBT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21.

3.3.1.11. Puesta a tierra

La puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. La profundidad de enterrado nunca será inferior a 0,5 metros. Como toma de tierra emplearemos picas, que son tubos de acero galvanizado. El conductor de tierra será un conductor de cobre no protegido contra la corrosión de 35 mm² de sección.

La longitud de las placas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$L = \rho / R$$

Donde:

L = Longitud de la pica

ρ = Resistividad (Ωm) = 50 Ωm para terrenos compactos y húmedos

R = Resistencia de tierra (Ω)

$$R = U / I_d$$

Donde:

U = Límite de seguridad de la tensión de contacto = 24 V para locales húmedos.

I_d = Diferenciales de intensidad

$$I_{d1} = 300 \text{ mA}$$

$$I_{d2} = 30 \text{ mA}$$

$$R = 24 \text{ V} / 0,3 \text{ A} = 80 \Omega$$

$$L = 50 \Omega\text{m} / 80 \Omega = \mathbf{0,625 \text{ metros de pica}}$$

Se colocará una pica de 1 metro de longitud.

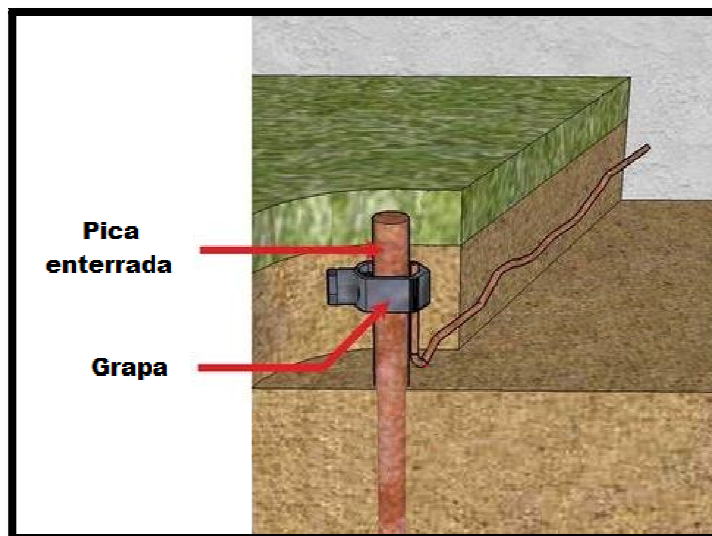


Figura 3.78. Puesta a tierra (I).

3.3.2. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, a los valores especificados a continuación (referidos a la tensión nominal continua del sistema).

| Tramo | Caída de tensión máxima |
|------------------------|-------------------------|
| Generador - Regulador | 3% |
| Regulador - Acumulador | 1% |
| Regulador - Inversor | 1% |
| Inversor – ICP | 3% |
| ICP - Explotación | 3 % |

Tabla 3.36. Caídas de tensión máximas. Alternativa 2.

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, según el ITC-BT-40 del REBT.

Calculo la sección de los conductores con un factor de corrección por agrupamiento de 0,8 para las conducciones enterradas y de 1 para el resto de la instalación, y con una temperatura de 40°C.

La profundidad de las conducciones enterradas será de 0,62 metros. Según en ITC-BT-07 del REBT, éstas deben tener una profundidad mínima de 0,6 metros. La distancia entre las ternas de cables unipolares ha de ser superior a 0,1 metros.

Para dimensionar la instalación eléctrica la divido en diversos tramos.

- Tramo Seguidores – Regulador
- Tramo Regulador – Acumuladores
- Tramo Regulador – Inversor
- Tramo Regulador – Generador
- Tramo Generador – CGP
- Tramo Inversor – CGP
- Tramo CGP – CGMP de la explotación

3.3.2.1. Tramo seguidores – regulador

En la siguiente figura podemos observar el esquema de la instalación. Desde cada uno de los seguidores surge un conductor, que irá enterrado desde la arqueta ubicada junto a cada uno de los seguidores hasta el CMP (Cuadro de Mando y Protección) ubicado en la caseta prefabricada de hormigón. De dicho cuadro partirán cinco conductores, uno a cada uno de los reguladores.

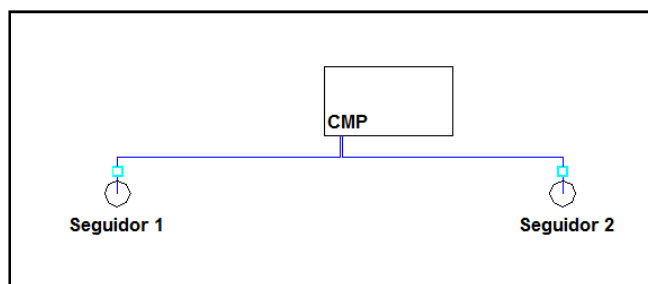


Figura 3.79. Diseño de los conductores enterrados. Alternativa 2.

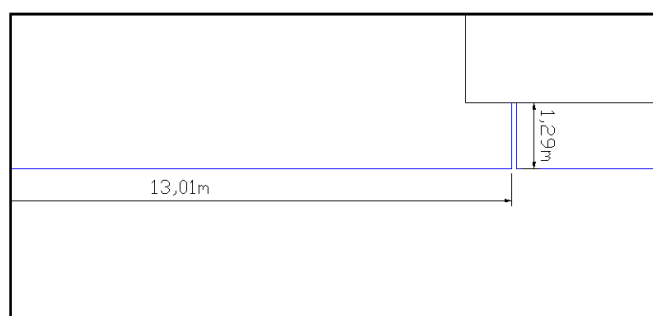


Figura 3.80. Detalle longitud conductores autocad. Alternativa 2.

Por tanto, este tramo lo divido en los siguientes subtramos, cuyas longitudes son:

| Subtramo | Longitud (metros) |
|------------------|-------------------|
| Paneles en serie | 1 |
| Seguidor 1 - CMP | 18,4 |
| Seguidor 2 - CMP | 18,4 |
| CMP - Regulador | 1,5 |

Tabla 3.37. Longitud conductores seguidor – CMP. Alternativa 2.

Paneles en serie

La intensidad máxima del módulo solar (I_{sc}) según el fabricante es de 8,35 A, véase ficha técnica, anexo VII. Al estar conectados en serie se suman sus tensiones, pero no sus intensidades. Por lo tanto cada cadena de dos módulos tendrá una intensidad máxima de 8,35 A.

Realizo los cálculos como instalación tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El cable será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Seleccione un conductor de 4 mm² de sección.

| | |
|--|---------------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metro |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ω mm ² /m |
| Factor agrupamiento: | Fa = 1 |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 8,35 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 4 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 38 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,08 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'16 % |

Para proteger este circuito elijo un PIA que cumpla según normas UNE 20460-4-43 cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 38 \text{ A}$$

$$I_b = 8,35 \text{ A}$$

$$I_n = 10 \text{ A}$$

$$\text{PIA} = 10 \text{ A}$$

Seguidor 1 – CMP

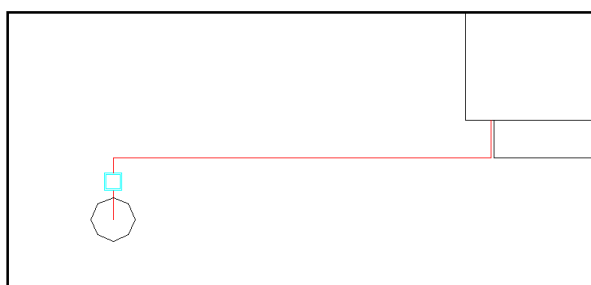


Figura 3.81. Conductor a dimensionar. Alternativa 2 (I).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto este seguidor tendrá una intensidad de:

$$21 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 175,35 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Considero un factor de agrupamiento de 0,8; por tanto $I=219,2 \text{ A}$. Selecciono un conductor de 120 mm^2 de sección y compruebo la caída de tensión de la línea eléctrica.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | $L = 19,5 \text{ metros}$ |
| Resistividad del material (Cu): | $R = 0,018 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor agrupamiento: | $F_a = 0,8$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 1$ |
| Tensión nominal de suministro: | $U = 48 \text{ V}$ |
| Intensidad nominal de corriente: | $I = 219,2 \text{ A}$ |
| Sección adoptada del conductor: | $S = 120 \text{ mm}^2$ |
| Intensidad admisible por el conductor: | $I = 380 \text{ A}$ |
| Caída de tensión absoluta: | $dU = 1,28 \text{ V}$ |
| Caída de tensión porcentual: | $dU = 2,67 \%$ |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 380 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 342 \text{ A}$$

$$I_b = 219,2 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 250 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 3 = 365,3 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 5 = 219,2 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los $219,2 \text{ A}$ y los $365,3 \text{ A}$. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **250 A**.

Seguidor 2 – CMP

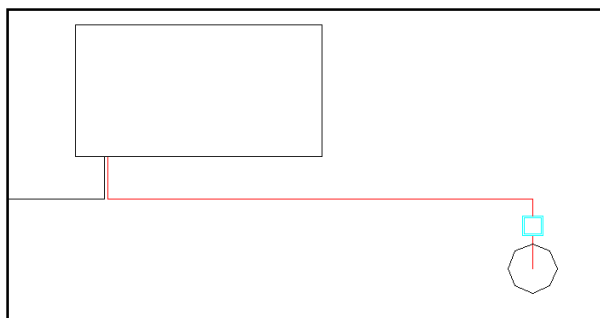


Figura 3.82. Conductor a dimensionar. Alternativa 2 (II).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto este seguidor tendrá una intensidad de:

$$21 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 175,35 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Considero un factor de agrupamiento de 0,8; por tanto $I=219,2 \text{ A}$. Selecciono un conductor de **120 mm²** de sección y compruebo la caída de tensión de la línea eléctrica.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | L = 19,5 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor agrupamiento: | Fa = 0,8 |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 219,2 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 120 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 380 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 1,28 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 2'67 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 380 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 342 \text{ A}$$

$$I_b = 219,2 \text{ A}$$

$$I_n = \mathbf{250 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 3 = 365,3 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 219,2) / 5 = 219,2 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 219,2 A y los 365,3 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **250 A**.

CMP – Regulador

La intensidad recibida de los módulos solares se acumula en el CMP, y se divide entre los cinco reguladores conectados en paralelo antes de pasar a las baterías. Por tanto cada uno recibirá 70,14 A.

Realizo los cálculos como instalación tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Seleccione un conductor de 35 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metro |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 70,14 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 35 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 144 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,07 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'15 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 144 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 129,6 \text{ A}$$

$$I_b = 70,14 \text{ A}$$

$$I_n = \mathbf{80 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 70,14) / 3 = 116,9 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 70,14) / 5 = 70,14 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 70,14 A y los 116,9 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **80 A**.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparatada de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como se ha indicado previamente es del 3%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm ²) | I _{adm} (A) | ΔU (%) parcial | ΔU (%) acumulada | % Sobreintensidad |
|------------------|-------|----------------------|----------------------|----------------|------------------|-------------------|
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,16 % | 0,16 % | 455,1 % |
| Seguidor 1 – CMP | 219,2 | 120 | 380 | 2,67 % | 2,83 % | 216,7 % |
| CMP - Regulador | 70,14 | 35 | 144 | 0,15 % | 2,98 % | 205,3 % |
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,16 % | 0,16 % | 455,1 % |
| Seguidor 1 – CMP | 219,2 | 120 | 380 | 2,67 % | 2,83 % | 216,7 % |
| CMP - Regulador | 70,14 | 35 | 144 | 0,15 % | 2,98 % | 205,3 % |

Tabla 3.38. Caída de tensión tramo Seguidor – Regulador. Alternativa 2.

Como podemos observar en ningún momento se supera el 3% de caída de tensión y la intensidad soportada por todos los conductores es superior al 125% de la intensidad de dimensionado.

| Tramo | Conductor |
|------------------|---|
| Paneles en serie | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 4 mm ² |
| Seguidor 1 – CMP | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 120 mm ² |
| Seguidor 2 – CMP | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 120 mm ² |
| CMP - Regulador | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 35 mm ² |

Tabla 3.39. Conductores tramo Seguidor – Regulador. Alternativa 2.

3.3.2.2. Tramo regulador - baterías

Para determinar la sección de los conductores que unen los reguladores con las baterías realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Como se ha establecido previamente las baterías se dividirán en cinco grupos de 12 cadenas de 4 baterías en serie, cada uno colocado a una altura diferente de la estantería dentro de la caseta de hormigón prefabricado.

Conexión en serie de las baterías

Cada uno de los grupos de baterías recibirá 70,14 A. Cada cadena de baterías en serie recibirá 5,85 A (70,14 A / 12 cadenas de baterías). Selecciono un conductor de 4 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 5,85 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 4 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 38 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,05 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'11 % |

Elijo un PIA que cumpla según normas UNE 2046-4-43, cuya intensidad nominal sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 38 \text{ A}$$

$$I_b = 5,85 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

$$PIA = 6 \text{ A}$$

Tramo Regulador - Baterías

Selecciono un conductor de 50 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 7 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 70,14 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 50 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 175 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,35 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0,74 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 175 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 157,5 \text{ A}$$

$$I_b = 70,14 \text{ A}$$

$$I_n = 80 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 70,14) / 3 = 116,9 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 70,14) / 5 = 70,14 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 70,14 A y los 116,9 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **80 A**.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparatenta de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como se ha indicado previamente es del 1%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm ²) | I _{adm} (A) | ΔU (%) parcial | ΔU (%) acumulada | % Sobreintensidad |
|-----------------------------|-------|----------------------|----------------------|----------------|------------------|-------------------|
| Baterías en serie | 5,85 | 4 | 38 | 0,11 % | 0,11 % | 650,1 % |
| Regulador - Baterías | 70,14 | 50 | 175 | 0,74 % | 0,85 % | 249,5 % |

Tabla 3.40. Caída de tensión tramo Regulador – Baterías. Alternativa 2.

Como podemos observar, en ningún momento se supera el 3% de caída de tensión y la intensidad soportada por todos los conductores es superior al 125% de la intensidad de dimensionado.

| Tramo | Conductor |
|-----------------------------|--|
| Baterías en serie | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 4 mm ² |
| Regulador – Baterías | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 50 mm ² |

Tabla 3.41. Conductores tramo Regulador – Baterías. Alternativa 2.

3.3.2.3. Tramo Regulador – Inversor

Este tramo irá desde cada uno de los 5 reguladores a cada uno de los 3 inversores. Por tanto divido este tramo en dos partes, una que estará formada por los 5 conductores que vienen de los reguladores e irán a parar a una caja de empalme y derivación, donde además se une el generador de gasolina, y otra parte que irá desde la caja de empalme y derivación a los inversores.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El cable será monofásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

Regulador – Caja de empalme y derivación

Para este primer tramo selecciono un cable de 16 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metro |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 70,14 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 16 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 91 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,16 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'33 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 91 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 81,9 \text{ A}$$

$$I_b = 70,14 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 80 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 70,14) / 3 = 116,9 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 70,14) / 5 = 70,14 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 70,14 A y los 116,9 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **80 A**.

Caja de empalme y derivación – inversor

Selecciono un cable de 50 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metro |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 116,9 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 50 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 175 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,08 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'17 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 175 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 157,5 \text{ A}$$

$$I_b = 116,9 \text{ A}$$

$$I_n = \mathbf{125 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 116,9) / 3 = 194,8 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 116,9) / 5 = 116,9 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 116,9 A y los 194,8 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **125 A**.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparamenta de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como se ha indicado previamente es del 1%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm ²) | I _{adm} (A) | ΔU (%) parcial | ΔU (%) acumulada | % Sobrein- tensidad |
|------------------|-------|----------------------|----------------------|-------------------|---------------------|------------------------|
| Regulador – Caja | 70,14 | 16 | 91 | 0,33 % | 0,33 % | 129,7 % |
| Caja - Inversor | 116,9 | 50 | 175 | 0,17 % | 0,50 % | 149,7 % |

Tabla 3.42. Caída de tensión tramo Regulador – Inversor. Alternativa 2.

| Tramo | Conductor |
|----------------|--|
| Regulador – CC | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 16 mm ² |
| CC – Inversor | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 50 mm ² |

Tabla 3.43. Conductores tramo Regulador – Inversor. Alternativa 2.

3.3.2.4. Tramo inversor – CGP

Este tramo irá desde los inversores al CGP. Los inversores se conectarán entre ellos para que la salida sea trifásica, véase ficha técnica, anexo VII. Los elementos necesarios para la conexión de los inversores vienen incluidos con los mismos. Por tanto se dispone un conductor que se unirá en el CGP. Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Los conductores serán de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Elijo una sección de 16 mm².

Considero $\cos \psi = 0,9$, ya que para valores inferiores recomendaría la colocación de condensadores para compensar la potencia reactiva, lo que supone un ahorro directo en la factura eléctrica.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 2 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 0,9$ |
| Potencia suministrada: | P = 15.000 W |
| Tensión nominal de suministro: | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 41,7 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 10 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 60 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,27 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'07 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 60 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 54 \text{ A}$$

$$I_b = 41,7 \text{ A}$$

$$I_n = 50 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 41,7) / 3 = 69,5 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 41,7) / 5 = 41,7 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 41,7 A y los 69,5 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **50 A**.

3.3.2.5. Tramo CGP - CGMP de la granja

Este tramo será una conducción enterrada. Seleccione una sección de 10 mm². Considere $\cos \psi = 0,9$, ya que para valores inferiores recomendaría la colocación de condensadores para compensar la potencia reactiva, lo que supone un ahorro directo en la factura eléctrica.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | L = 34,7 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 0,9$ |
| Potencia suministrada: | P = 15.000 W |
| Tensión nominal de suministro: | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 41,7 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 10 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 60 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 4,68 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 1'17 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 60 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 54 \text{ A}$$

$$I_b = 41,7 \text{ A}$$

$$I_n = 50 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 41,7) / 3 = 69,5 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 41,7) / 5 = 41,7 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 41,7 A y los 69,5 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **50 A**.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparatada de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como se ha indicado previamente es del 3%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm ²) | I _{adm} (A) | ΔU (%) parcial | ΔU (%) acumulada | % Sobreintensidad |
|--------------------------|-------|----------------------|----------------------|----------------|------------------|-------------------|
| Inversor – CGP | 41,7 | 10 | 60 | 0,07 % | 0,07 % | 144,0 % |
| CGP – Explotación | 41,7 | 10 | 60 | 1,17 % | 1,24 % | 144,0 % |

Tabla 3.44. Caída de tensión tramo Inversor – CGMP explotación. Alternativa 2.

| Tramo | Conductor |
|--------------------------|---------------------------------------|
| Inversor – CGP | ES 07 Z1-K 5 x 10 mm ² |
| CGP – Explotación | RZ1-K 0,6/1 KV 4 x 10 mm ² |

Tabla 3.45. Conductores tramo Inversor – CGMP explotación. Alternativa 2.

3.3.2.6. Iluminación de la caseta eléctrica

Como ya se ha indicado previamente en el apartado 3.2.2.6.1., se van a disponer tres circuitos eléctricos en la caseta, dos de iluminación y uno de fuerza. Del CGP partirá una conducción a un CSMP, con la intensidad necesaria para los circuitos de iluminación, el de fuerza y con la intensidad necesaria para que cada uno de los seguidores pueda realizar el movimiento que le permita captar la energía solar con la mayor eficiencia posible. Cada uno de los seguidores requiere una potencia de 18 W, véase ficha técnica, anexo VII.



Figura 3.83. Circuitos eléctricos de la caseta. Alternativa 2.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

| | Aluminado 1 | Aluminado 2 | Fuerza | CGP - CSMP |
|----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| L (m) | 10,5 | 8,5 | 1,6 | 0,5 |
| P (W) | 144 | 18 | 750 | 948 |
| U (V) | 230 | 230 | 230 | 230 |
| I (A) | 0,7 | 0,09 | 3,62 | 4,58 |
| S (mm²) | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| I_{adm} (A) | 21 | 21 | 21 | 21 |
| ΔU (V) | 0,16 | 0,01 | 0,13 | 0,05 |
| ΔU (%) | 0,07 % | 0,01 % | 0,05 % | 0,02 % |

Tabla 3.46. Caída de tensión circuitos caseta. Alternativa 2.

Según ITC-BT-19, la caída de tensión máxima admisible para circuitos de fuerza es del 5% y del 3% para circuitos de iluminación, y la intensidad admisible por el conductor ha de ser 1,25 veces mayor a la intensidad conducida. Como podemos observar en la tabla anterior, la suma de las caídas de tensión de cada circuito con el tramo CGP-CSMP es claramente inferior al 5% y al 3% respectivamente, y la intensidad admisible por el conductor ampliamente superior al 125% mínimo requerido.

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Alumbrado 1

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,7 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

- Alumbrado 2

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,09 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

- Fuerza

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 3,62 \text{ A}$$

$$I_n = 4 \text{ A}$$

- CGP - CSMP

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 4,58 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

Interruptor automático

Elijo un PIA que cumpla según normas UNE 2046-4-43, cuya intensidad nominal sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Alumbrado 1

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 0,7 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

- Alumbrado 2

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 0,09 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

- Fuerza

$I_z = 21 \text{ A}$

$I_b = 3,62 \text{ A}$

$I_n = 6 \text{ A}$

- CGP - CSMP

$I_z = 21 \text{ A}$

$I_b = 4,58 \text{ A}$

$I_n = 6 \text{ A}$

3.3.2.7. Alimentación seguidores

Cada uno de los seguidores, para llevar a cabo el movimiento que permita captar la energía proveniente del sol con la mayor eficiencia posible requiere una potencia de 18 W, véase ficha técnica, anexo VII. Dicha potencia se va a suministrar desde el CSMP, que enlaza con el CGP, ubicados ambos en la caseta prefabricada.

Los conductores que unen el CSMP y los seguidores irán enterrados en la misma zanja que los conductores que transportan la intensidad de los módulos solares al CMP, a una profundidad de 0,62 metros. Cada terna de cables unipolares irá en un tubo distinto, por tanto considero un factor de agrupamiento de 0,8. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

La longitud será la distancia que hay entre el CMP que recoge la intensidad de los módulos solares y el CSMP (2 metros), más la distancia de las conducciones enterradas que unen los módulos solares y el CMP.

Para las conducciones enterradas selecciono conductores de 6 mm^2 de sección, ya que es la sección mínima para este tipo de conducciones, según ITC-BT-07 del REBT.

| | Seguidor 1 | Seguidor 2 | CGP - CSMP |
|----------------------------|---------------|---------------|---------------|
| L (m) | 20,4 | 20,4 | 0,5 |
| P (W) | 18 | 18 | 948 |
| U (V) | 230 | 230 | 230 |
| I (A) | 0,11 | 0,11 | 4,58 |
| S (mm²) | 6 | 6 | 1,5 |
| I_{adm} (A) | 72 | 72 | 21 |
| ΔU (V) | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| ΔU (%) | 0,02 % | 0,02 % | 0,02 % |

Tabla 3.47. Caída de tensión seguidores. Alternativa 2.

Según ITC-BT-19, la caída de tensión máxima admisible para circuitos de fuerza es del 5%, y la intensidad admisible por el conductor ha de ser 1,25 veces mayor a la intensidad conducida. Como podemos observar en la tabla anterior, la suma de las caídas de tensión de cada

seguidor con el tramo CGP-CSMP es claramente inferior al 5%, y la intensidad admisible por el conductor ampliamente superior al 125% mínimo requerido.

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Seguidores

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,11 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 2 \text{ A}}$$

- CGP - CSMP

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 4,58 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 6 \text{ A}}$$

Interruptor automático

Elijo un PIA que cumpla según normas UNE 2046-4-43, cuya intensidad nominal sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Seguidores

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$I_b = 0,11 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 6 \text{ A}}$$

- CGP - CSMP

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 4,58 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 6 \text{ A}}$$

3.3.2.8. Tubos protectores

A continuación se procede a dimensionar los tubos de protección para las conducciones enterradas. Como se ha indicado previamente dispondremos de un tubo para cada terna

de cables unipolares enterrados. Las dimensiones de los tubos utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la norma UNE-EN 50.086.

Para el dimensionado de las canalizaciones empleo la *Tabla 9, Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir*, del ITC-BT-21 del REBT.

A continuación se muestra la longitud de los conductores enterrados de la instalación y las dimensiones de los tubos de protección.

| Sección conductor (mm ²) | Longitud (m) | Øext tubo (mm) |
|--------------------------------------|--------------|----------------|
| 120 | 36,8 | 160 |
| 6 | 40,8 | 50 |

Tabla 3.48. Tubos de protección para conducciones enterradas. Alternativa 2.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20.460-5-523 y en las ITCBT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21.

3.3.2.9. Puesta a tierra

La puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. La profundidad de enterrado nunca será inferior a 0,5 metros. Como toma de tierra empleo picas, que son tubos de acero galvanizado. El conductor de tierra será un conductor de cobre no protegido contra la corrosión de 35 mm² de sección.

La longitud de las placas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$L = \rho / R$$

Donde:

L = Longitud de la pica

ρ = Resistividad (Ωm) = 50 Ωm para terrenos compactos y húmedos

R = Resistencia de tierra (Ω)

$$R = U / I_d$$

Donde:

U = Límite de seguridad de la tensión de contacto = 24 V para locales húmedos.

I_d = Diferenciales de intensidad

I_{d1} = 300 mA

I_{d2} = 30 mA

$R = 24 \text{ V} / 0,3 \text{ A} = 80 \Omega$

$$L = 50 \Omega\text{m} / 80 \Omega = 0,625 \text{ metros de pica}$$

Coloco una pica de 1 metro de longitud.

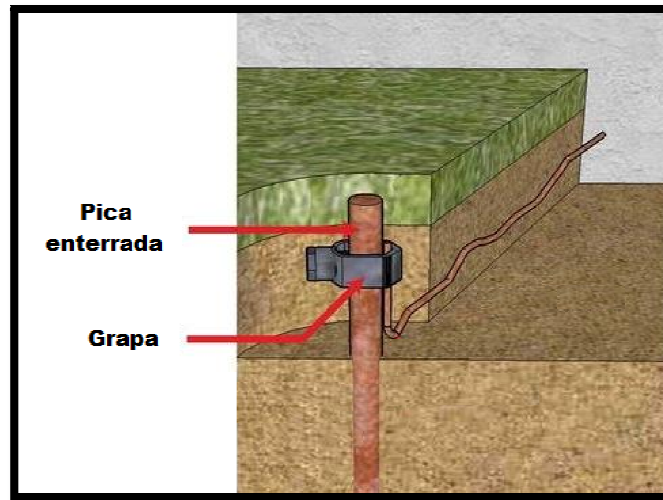


Figura 3.84. Puesta a tierra (II).

3.3.3. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

Para el dimensionado de los conductores hay que tener en cuenta dos factores. El primero es que la caída de tensión máxima admisible entre el generador y la Red de Distribución no sea superior al 1,5% según ITC-BT 40 del REBT. El segundo factor a tener en cuenta es que la intensidad soportada por los conductores no sea inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, según ITC-BT 40 del REBT.

Calculo la sección de los conductores con un factor de corrección por agrupamiento de 0,8 para las conducciones enterradas y de 1 para el resto de la instalación, y con una temperatura de 40°C.

La profundidad de las conducciones enterradas será de 0,62 metros. Según en ITC-BT-07 del REBT, éstas deben tener una profundidad mínima de 0,6 metros. La distancia entre las ternas de cables unipolares ha de ser superior a 0,1 metros.

Para proceder al dimensionado de la instalación eléctrica la divido en los siguientes tramos.

- Tramo Seguidores – CMP
- Tramo CMP – Inversor
- Tramo Inversor – Punto de conexión compañía

3.3.3.1. Tramo Seguidor – CMP

Este tramo une cada uno de los cuatro seguidores en el cuadro de mando y protección ubicado en la caseta prefabricada de hormigón. En la siguiente figura podemos observar el diseño de los conductores enterrados.

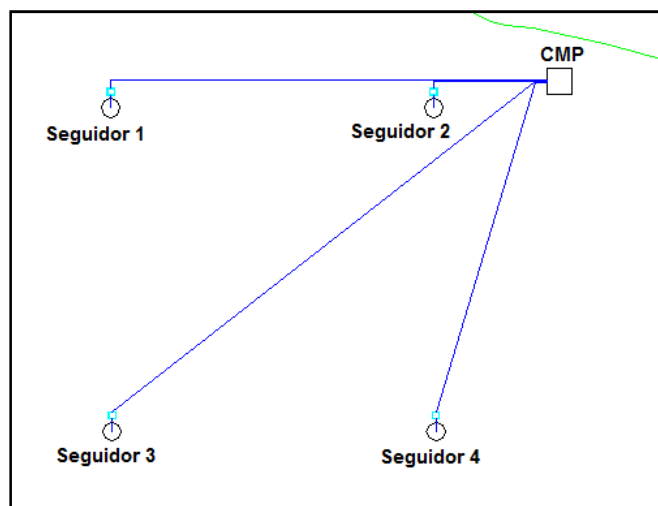


Figura 3.85. Diseño de los conductores enterrados. Alternativa 3.

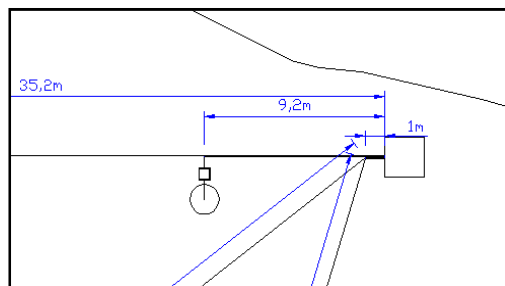


Figura 3.86. Detalle longitud conductores autocad. Alternativa 3.

Por tanto, este tramo lo divido en los siguientes subtramos, cuyas longitudes son:

| Tramo | Longitud |
|------------------|----------|
| Paneles en serie | 1 m |
| Seguidor 1 - CMP | 39,4 m |
| Seguidor 2 – CMP | 13,4 m |
| Seguidor 3 – CMP | 48,2 m |
| Seguidor 4 – CMP | 33,0 m |

Tabla 3.49. Longitud conductores seguidor – CMP. Alternativa 3.

Paneles en serie

A la hora de determinar la sección de los conductores de los módulos fotovoltaicos lo calculo como instalación de tipo B: cables unipolares aislados bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El cable será monofásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Los módulos escogidos se suministran con conectores para realizar las conexiones eléctricas del sistema.

La intensidad máxima del módulo solar (I_{sc}) según el fabricante es de 8,35 A, véase ficha técnica, anexo VII. Al estar conectados en serie se suman sus tensiones, pero no sus intensidades. Por lo tanto cada cadena de dos módulos tendrá una intensidad máxima de 8,35 A.

Tomamos un cable de sección 4 mm^2 , que es el mínimo recomendado por el fabricante. Comprobamos la caída de tensión en las líneas eléctricas.

| | |
|--|---|
| Longitud del conductor: | $L = 21 \text{ metros}$ |
| Resistividad del material (Cu): | $R = 0,018 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 1$ |
| Tensión nominal de suministro: | $U = 772,8 \text{ V}$ |
| Intensidad nominal de corriente: | $I = 8,35 \text{ A}$ |
| Sección adoptada del conductor: | $S = 4 \text{ mm}^2$ |
| Intensidad admisible por el conductor: | $I = 38 \text{ A}$ |
| Caída de tensión absoluta: | $dU = 1,58 \text{ V}$ |
| Caída de tensión porcentual: | $dU = 0,20 \%$ |

Para proteger este circuito elijo un PIA que cumpla según normas UNE 20460-4-43 cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 38 \text{ A}$$

$$I_b = 8,35 \text{ A}$$

$$I_n = 10 \text{ A}$$

$$\text{PIA} = 10 \text{ A}$$

Seguidor 1 – CMP

El cable será monofásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). La conducción será enterrada desde el seguidor uno hasta el CMP.

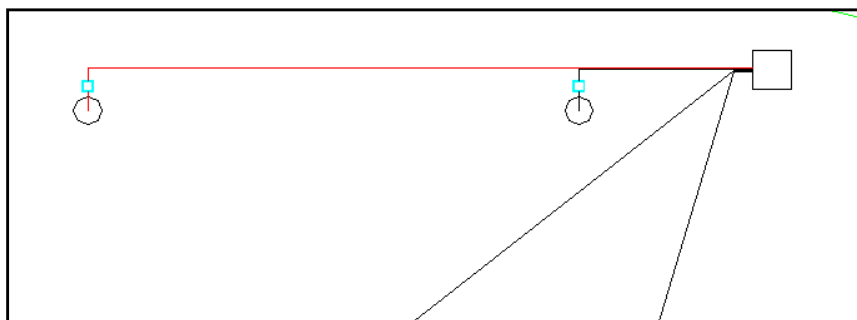


Figura 3.87. Conductor a dimensionar. Alternativa 3 (I).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto cada seguidor tendrá una intensidad de:

$$2 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 16,7 \text{ A}$$

Selecciono un conductor de 6 mm^2 de sección ya que es la sección mínima para conducciones enterradas, según ITC-BT-07 del REBT, y comprobamos la caída de tensión de la línea eléctrica.

| | |
|--|---|
| Longitud del conductor: | $L = 39,4 \text{ metros}$ |
| Resistividad del material (Cu): | $R = 0,018 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor de potencia: | $\cos \psi = 1$ |
| Tensión nominal de suministro: | $U = 772,8 \text{ V}$ |
| Intensidad nominal de corriente: | $I = 16,7 \text{ A}$ |
| Sección adoptada del conductor: | $S = 6 \text{ mm}^2$ |
| Intensidad admisible por el conductor: | $I = 72 \text{ A}$ |
| Caída de tensión absoluta: | $dU = 4,93 \text{ V}$ |
| Caída de tensión porcentual: | $dU = 0,64 \%$ |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 64,8 \text{ A}$$

$$I_b = 16,7 \text{ A}$$

$$I_n = 20 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 16,7) / 3 = 27,83 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 16,7) / 5 = 16,7 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 16,7 A y los 27,83 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **20 A**.

Seguidor 2 –CMP

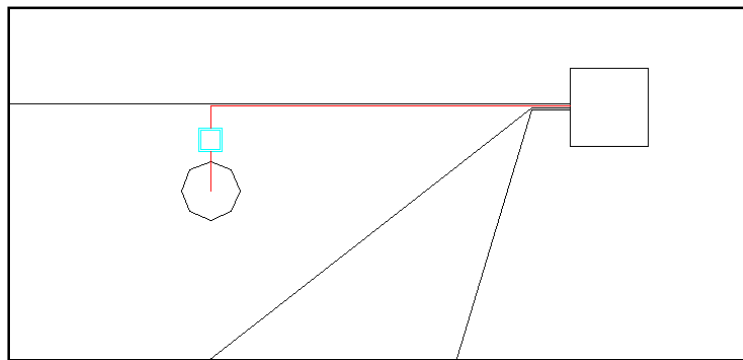


Figura 3.88. Conductor a dimensionar. Alternativa 3 (II).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto cada seguidor tendrá una intensidad de:

$$2 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 16,7 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Seleccione un conductor de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado), de **6 mm²** de sección ya que es la sección mínima para conducciones enterradas, según ITC-BT-07 del REBT, y compruebo la caída de tensión de la línea eléctrica.

| | |
|----------------------------------|--|
| Longitud del conductor: | L = 13,4 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor de potencia: | Cos $\psi = 1$ |
| Tensión nominal de suministro: | U = 772,8 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 16,7 A |

| | |
|--|-----------------------------|
| Sección adoptada del conductor: | S = 6 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 72 A |

| | |
|-------------------------------------|--------------------|
| Caída de tensión absoluta: | dU = 1,68 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0,22 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 64,8 \text{ A}$$

$$I_b = 16,7 \text{ A}$$

$$I_n = 20 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 16,7) / 3 = 27,83 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 16,7) / 5 = 16,7 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 16,7 A y los 27,83 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **20 A**.

Seguidor 3 – CMP

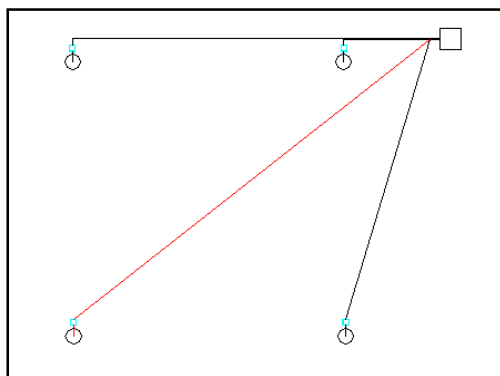


Figura 3.89. Conductor a dimensionar. Alternativa 3 (III).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto cada seguidor tendrá una intensidad de:

$$2 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 16,7 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Seleccione un conductor de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado), de **6 mm²** de sección ya que es la sección mínima para conducciones enterradas, según ITC-BT-07 del REBT, y compruebo la caída de tensión de la línea eléctrica.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 48,2 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 772,8 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 16,7 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 6 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 72 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 6,04 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0,78 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 64,8 \text{ A}$$

$$I_b = 16,7 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_n = 20 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 16,7) / 3 = 27,83 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 16,7) / 5 = 16,7 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 16,7 A y los 27,83 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **20 A**.

Seguidor 4 – CMP

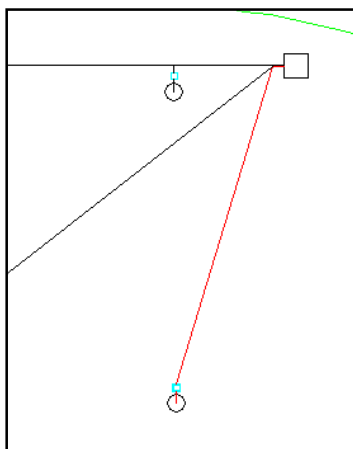


Figura 3.90. Conductor a dimensionar. Alternativa 3 (IV).

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto cada seguidor tendrá una intensidad de:

$$2 \text{ cadenas} \times 8,35 \text{ A} = 16,7 \text{ A}$$

La conducción será enterrada. Seleccione un conductor de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado), de **6 mm²** de sección ya que es la sección mínima para conducciones enterradas, según ITC-BT-07 del REBT, y compruebo la caída de tensión de la línea eléctrica.

| | |
|--|--|
| Longitud del conductor: | L = 33,0 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ |
| Factor de potencia: | cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 772,8 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 16,7 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 6 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 72 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 4,13 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0,53 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 64,8 \text{ A}$$

$$I_b = 16,7 \text{ A}$$

$$I_n = 20 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 16,7) / 3 = 27,83 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 16,7) / 5 = 16,7 \text{ A}$$

Mi horquilla estará entre los 16,7 A y los 27,83 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **20 A**.

3.3.3.2. Tramo145 CMP – inversor

Este conductor lleva la corriente del CMP al inversor. Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Seleccione un conductor de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado), de 25 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1,5 metros |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro: | U = 772,8 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 83,5 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 25 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 116 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,18 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'02 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 116 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 104,4 \text{ A}$$

$$I_b = 83,5 \text{ A}$$

$$I_n = 100 \text{ A}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 83,5) / 3 = 139,16 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 83,5) / 5 = 83,5$$

Mi horquilla estará entre los 83,5 A y los 139,16 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **100 A**.

3.3.3.3. Tramo inversor – ICP

Este tramo conducirá la intensidad desde el inversor hasta el interruptor de control de potencia (ICP) y el contador, ubicados en el cuadro general de protección (CGP), en la caseta prefabricada. El inversor suministra una potencia de 49.900 VA, y el factor de potencia es 0,8; por tanto la potencia de salida del inversor es de 39.920 W.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Elijo un conductor trifásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado), de 25 mm² de sección.

| | |
|--|-------------------------------|
| Longitud del conductor: | L = 1 metro |
| Resistividad del material (Cu): | R = 0'018 Ωmm ² /m |
| Factor de potencia: | Cos ψ = 0,9 |
| Potencia suministrada: | P = 39.920 W |
| Tensión nominal de suministro: | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente: | I = 64,0 A |
| Sección adoptada del conductor: | S = 25 mm² |
| Intensidad admisible por el conductor: | I = 106 A |
| Caída de tensión absoluta: | dU = 0,08 V |
| Caída de tensión porcentual: | dU = 0'02 % |

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

$$I_z = 106 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 95,4 \text{ A}$$

$$I_b = 64 \text{ A}$$

$$I_n = \mathbf{80 \text{ A}}$$

Interruptor automático

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 64) / 3 = 106,7 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 64) / 5 = 64$$

Mi horquilla estará entre los 64 A y los 106,7 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **80 A**.

3.3.3.4. ICP

Elijo un interruptor magnetotérmico de acuerdo con las normas EN 60.898 y EN 60947.2 que soporte un pico de intensidad de 5 veces mayor de la requerida por el receptor durante 0.2 segundos.

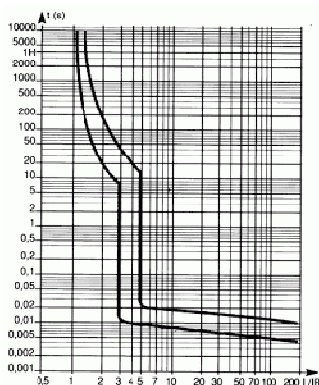


Figura 3.91. Curva de desconexión de un interruptor automático (II).

$$I_n = N \times I/t$$

$$I_n = (5 \times 64) / 3 = 106,7 \text{ A}$$

$$I_n = (5 \times 64) / 5 = 64$$

Mi horquilla estará entre los 64 A y los 106,7 A. Con estos datos elijo el interruptor automático comercial de **80 A**.

3.3.3.5. Tramo ICP – Conexión a red

Este tramo conducirá la intensidad desde el ICP hasta el cuadro de la compañía eléctrica, para su inyección a red. Se trata de una conducción enterrada. Elijo un conductor trifásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado) de **16 mm²** de sección.

Longitud del conductor:

L = 2 metros

Resistividad del material (Cu):

R = 0'018 Ω mm²/m

Factor de potencia:

Cos ψ = 0,9

Tensión nominal de suministro:

U = 400 V

| | |
|--|---|
| Intensidad nominal de corriente: | $I = 64,0 \text{ A}$ |
| Sección adoptada del conductor: | $S = 10 \text{ mm}^2$ |
| Intensidad admisible por el conductor: | $I = 96 \text{ A}$ |
| Caída de tensión absoluta: | $dU = 0,41 \text{ V}$ |
| Caída de tensión porcentual: | $dU = 0'10 \%$ |

Una vez tengo calculadas las secciones de toda la instalación compruebo que la caída de tensión máxima admisible entre el generador y la Red de Distribución no sea superior al 1,5 % permitido y que la intensidad soportada por los conductores no sea inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, según la ITC-BT 40 del REBT.

| | $I \text{ (A)}$ | $S \text{ (mm}^2\text{)}$ | $I_{\text{adm}} \text{ (A)}$ | $\Delta U \text{ (\%)} \text{ parcial}$ | $\Delta U \text{ (\%)} \text{ acumulada}$ | $\% \text{ Sobrein-tensidad}$ |
|------------------|-----------------|---------------------------|------------------------------|---|---|-------------------------------|
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,20 % | 0,20 % | 455,1 % |
| Seguidor 1 – CMP | 16,7 | 6 | 72 | 0,64 % | 0,84 % | 344,9 % |
| CMP - Inversor | 83,5 | 25 | 116 | 0,02 % | 0,86 % | 138,9 % |
| Inversor - ICP | 64,0 | 25 | 106 | 0,02 % | 0,88 % | 165,6 % |
| ICP - Conexión | 64,0 | 10 | 96 | 0,10 % | 0,98 % | 149,9 % |
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,20 % | 0,20 % | 455,1 % |
| Seguidor 2 – CMP | 16,7 | 6 | 72 | 0,22 % | 0,42 % | 344,9 % |
| CMP - Inversor | 83,5 | 25 | 116 | 0,02 % | 0,44 % | 138,9 % |
| Inversor - ICP | 64,0 | 25 | 106 | 0,02 % | 0,46 % | 165,6 % |
| ICP - Conexión | 64,0 | 10 | 96 | 0,10 % | 0,56 % | 149,9 % |
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,20 % | 0,20 % | 455,1 % |
| Seguidor 3 – CMP | 16,7 | 6 | 72 | 0,78 % | 0,98 % | 344,9 % |
| CMP - Inversor | 83,5 | 25 | 116 | 0,02 % | 1,00 % | 138,9 % |
| Inversor - ICP | 64,0 | 25 | 106 | 0,02 % | 1,02 % | 165,6 % |
| ICP - Conexión | 64,0 | 10 | 96 | 0,10 % | 1,12 % | 149,9 % |
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,20 % | 0,20 % | 455,1 % |
| Seguidor 4 – CMP | 16,7 | 6 | 72 | 0,53 % | 0,73 % | 344,9 % |
| CMP - Inversor | 83,5 | 25 | 116 | 0,02 % | 0,75 % | 138,9 % |
| Inversor - ICP | 64,0 | 25 | 106 | 0,02 % | 0,77 % | 165,6 % |
| ICP - Conexión | 64,0 | 10 | 96 | 0,10 % | 0,87 % | 149,9 % |

Tabla 3.50. Caída de tensión. Alternativa 3.

Como podemos observar en ningún momento se supera el 1,5 % de caída de tensión y la intensidad soportada por todos los conductores es superior al 125 % de la intensidad de dimensionado.

| Tramo | Conductor |
|------------------|--|
| Paneles en serie | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 4 mm ² |
| Seguidor 1 – CMP | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 6 mm ² |
| Seguidor 2 – CMP | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 6 mm ² |
| Seguidor 3 – CMP | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 6 mm ² |
| Seguidor 4 – CMP | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 6 mm ² |
| CMP - Inversor | RV-k 0.6/1 kV 2 x 1 x 25 mm ² |
| Inversor – ICP | ES 07 Z1-K 5 x 25 mm ² |
| ICP - Conexión | RZ1-K 0,6/1 KV 4 x 10 mm ² |

Tabla 3.51. Conductores. Alternativa 3.

3.3.3.6. Iluminación de la caseta eléctrica

Como ya se ha indicado previamente en el apartado 3.2.2.6.1., se dispone de circuito de iluminación. Del CGP partirá una conducción a un CSMP, con la intensidad necesaria para el circuito de iluminación y con la intensidad necesaria para que cada uno de los seguidores pueda realizar el movimiento que le permita captar la energía solar con la mayor eficiencia posible. Cada uno de los seguidores requiere una potencia de 18 W, véase ficha técnica, anexo VII.

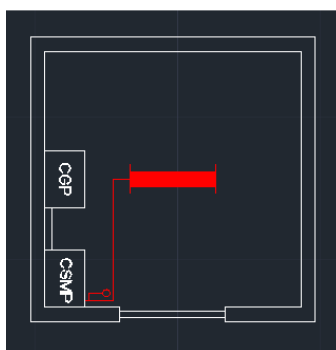


Figura 3.92. Circuito de alumbrado. Alternativa 3.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

| | Alumbrado | CGP - CSMP |
|----------------------------|---------------|---------------|
| L (m) | 1,7 | 0,5 |
| P (W) | 18 | 90 |
| U (V) | 230 | 230 |
| I (A) | 0,09 | 0,43 |
| S (mm²) | 1,5 | 1,5 |
| I_{adm} (A) | 21 | 21 |
| ΔU (V) | 0,01 | 0,00 |
| ΔU (%) | 0,01 % | 0,00 % |

Tabla 3.52. Caída de tensión circuito caseta. Alternativa 3.

Según ITC-BT-19, la caída de tensión máxima admisible para circuitos de alumbrado es del 3%, y la intensidad admisible por el conductor ha de ser 1,25 veces mayor a la intensidad conducida. Como podemos observar en la tabla anterior, la suma de las caídas de tensión del circuito de alumbrado con el tramo CGP-CSMP es claramente inferior al 3%, y la intensidad admisible por el conductor ampliamente superior al 125% mínimo requerido.

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Alumbrado

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,09 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

- CGP - CSMP

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,43 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

Interruptor automático

Elijo un PIA que cumpla según normas UNE 2046-4-43, cuya intensidad nominal sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Alumbrado

$I_z = 21 \text{ A}$

$I_b = 0,09 \text{ A}$

$I_n = 6 \text{ A}$

- CGP - CSMP

$I_z = 21 \text{ A}$

$I_b = 0,43 \text{ A}$

$I_n = 6 \text{ A}$

3.3.3.7. Alimentación de los seguidores

Cada uno de los seguidores, para llevar a cabo el movimiento que permita captar la energía proveniente del sol con la mayor eficiencia posible requiere una potencia de 18 W, véase ficha técnica, anexo VII. Dicha potencia va a ser suministrada desde el CSMP, que enlaza con el CGP, ubicados ambos en la caseta prefabricada.

Los conductores que unen el CSMP y los seguidores irán enterrados en la misma zanja que los conductores que transportan la intensidad de los módulos solares al CMP, a una profundidad de 0,62 metros. Cada terna de cables unipolares irá en un tubo distinto, por tanto considero un factor de agrupamiento de 0,8. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

La longitud será la distancia que hay entre el CMP que recoge la intensidad de los módulos solares y el CSMP (2 metros), más la distancia de las conducciones enterradas que unen los módulos solares y el CMP.

Para las conducciones enterradas se seleccionan conductores de 6 mm^2 de sección, ya que es la sección mínima para este tipo de conducciones, según ITC-BT-07 del REBT.

| | Seguidor 1 | Seguidor 2 | Seguidor 3 | Seguidor 4 | CGP - CSMP |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| L (m) | 41,4 | 15,4 | 50,2 | 35 | 0,5 |
| P (W) | 18 | 18 | 18 | 18 | 90 |
| U (V) | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| I (A) | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,43 |
| S (mm²) | 6 | 6 | 6 | 6 | 1,5 |
| I_{adm} (A) | 72 | 72 | 72 | 72 | 21 |
| ΔU (V) | 0,02 | 0,01 | 0,03 | 0,02 | 0,01 |
| ΔU (%) | 0,01 % | 0,01 % | 0,01 % | 0,01 % | 0,00 % |

Tabla 3.53. Caída de tensión seguidores. Alternativa 3.

Según ITC-BT-19, la caída de tensión máxima admisible para circuitos de fuerza es del 5%, y la intensidad admisible por el conductor ha de ser 1,25 veces mayor a la intensidad conducida. Como podemos observar en la tabla anterior, la suma de las caídas de tensión de cada

seguidor con el tramo CGP-CSMP es claramente inferior al 5%, y la intensidad admisible por el conductor ampliamente superior al 125% mínimo requerido.

Fusible

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (I_n) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$0,9 \times I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Seguidores

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,11 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

- CGP - CSMP

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$0,9 \times I_z = 18,9 \text{ A}$$

$$I_b = 0,43 \text{ A}$$

$$I_n = 2 \text{ A}$$

Interruptor automático

Elijo un PIA que cumpla según normas UNE 2046-4-43, cuya intensidad nominal sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (I_b) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (I_z).

$$I_z \geq I_n \geq I_b$$

- Seguidores

$$I_z = 72 \text{ A}$$

$$I_b = 0,11 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

- CGP - CSMP

$$I_z = 21 \text{ A}$$

$$I_b = 0,43 \text{ A}$$

$$I_n = 6 \text{ A}$$

3.3.3.8. Tubos protectores

A continuación se procede a dimensionar los tubos de protección para las conducciones enterradas. Como se ha indicado previamente, cada terna de cables unipolares irá ente-

rrada en un tubo individual. Las dimensiones de los tubos utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la norma UNE-EN 50.086.

Para el dimensionado de las canalizaciones empleo la *Tabla 9, Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir*, del ITC-BT-21 del REBT.

A continuación se muestra la longitud de los conductores enterrados de la instalación y las dimensiones de los tubos de protección.

| Sección conductor (mm ²) | Longitud (m) | Øext tubo (mm) |
|--------------------------------------|--------------|----------------|
| 6 | 272,0 | 50 |

Tabla 3.54. Tubos de protección para conducciones enterradas. Alternativa 3.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20.460-5-523 y en las ITCBT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21.

3.3.3.9. Puesta a tierra

La puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. La profundidad de enterrado nunca será inferior a 0,5 metros. Como toma de tierra emplearemos picas, que son tubos de acero galvanizado. El conductor de tierra será un conductor de cobre no protegido contra la corrosión de 35 mm² de sección.

La longitud de las placas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$L = \rho / R$$

Donde:

L = Longitud de la pica

ρ = Resistividad (Ωm) = 50 Ωm para terrenos compactos y húmedos

R = Resistencia de tierra (Ω)

$$R = U / I_d$$

Donde:

U = Límite de seguridad de la tensión de contacto = 24 V para locales húmedos.

I_d = Diferenciales de intensidad

I_{d1} = 300 mA

I_{d2} = 30 mA

$R = 24 \text{ V} / 0,3 \text{ A} = 80 \Omega$

$L = 50 \Omega\text{m} / 80 \Omega = \mathbf{0,625 \text{ metros de pica}}$

Coloco una pica de 1 metro de longitud.

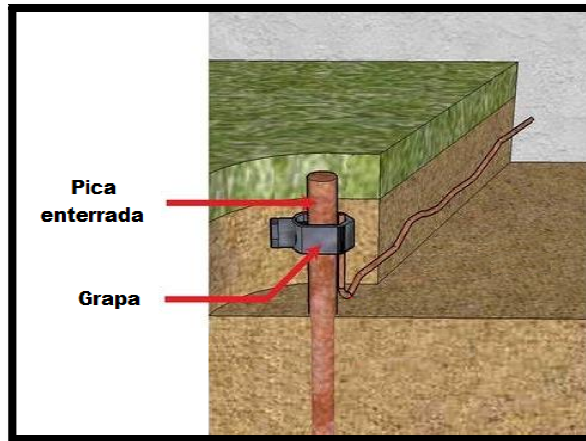


Figura 3.93. Puesta a tierra (III).

4. RESULTADOS

4.1. CONSUMO

El consumo eléctrico de la explotación ha sido suministrado por el propietario.

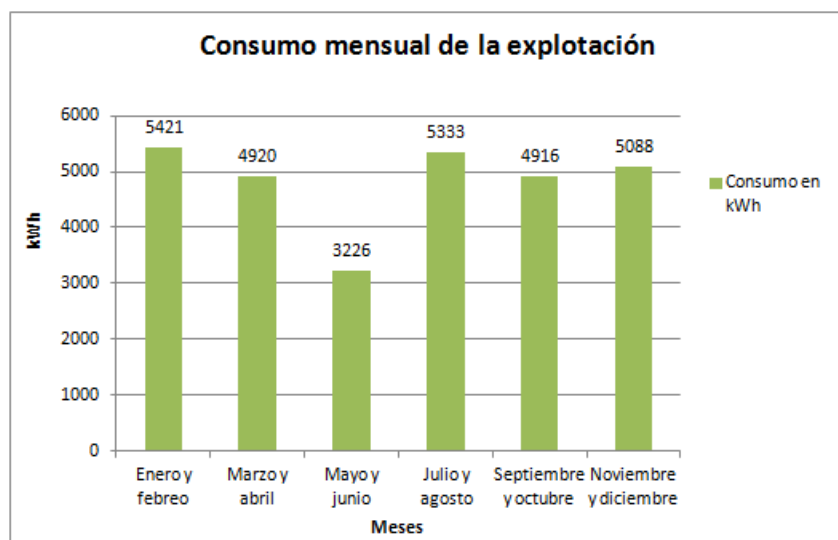


Figura 4.1. Consumo mensual de la explotación (III).

Además del consumo de la propia explotación hay que tener en cuenta el consumo de los seguidores solares, que según el fabricante es de 16 kW al año, véase ficha técnica, anexo VII, y un margen de seguridad. Consideramos un consumo de los seguidores igual durante todos los días del año. Según bibliografía consultada (Pareja Aparicio M., 2010), un margen de seguridad óptimo es el 20%.

| Mes | Consumo mensual granja (kWh) | Consumo diario granja (kWh) | Consumo diario seguidores (kWh) | Margen de seguridad (%) | Consumo total diario (kWh) |
|-----|------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-------------------------|----------------------------|
| ENE | 2.710,5 | 87,44 | 0,18 | 20 % | 105,13 |
| FEB | 2.710,5 | 96,80 | 0,18 | 20 % | 116,37 |
| MAR | 2.460 | 79,35 | 0,18 | 20 % | 95,44 |
| ABR | 2.460 | 82,00 | 0,18 | 20 % | 98,61 |
| MAY | 1.613 | 52,03 | 0,18 | 20 % | 62,65 |
| JUN | 1.613 | 53,77 | 0,18 | 20 % | 64,73 |
| JUL | 2.666,5 | 86,02 | 0,18 | 20 % | 103,43 |
| AGO | 2.666,5 | 86,02 | 0,18 | 20 % | 103,43 |
| SEP | 2.458 | 81,93 | 0,18 | 20 % | 98,53 |
| OCT | 2.458 | 79,29 | 0,18 | 20 % | 95,36 |
| NOV | 2.544 | 84,80 | 0,18 | 20 % | 101,97 |
| DIC | 2.544 | 82,06 | 0,18 | 20 % | 98,69 |

Tabla 4.1. Consumo total (II).

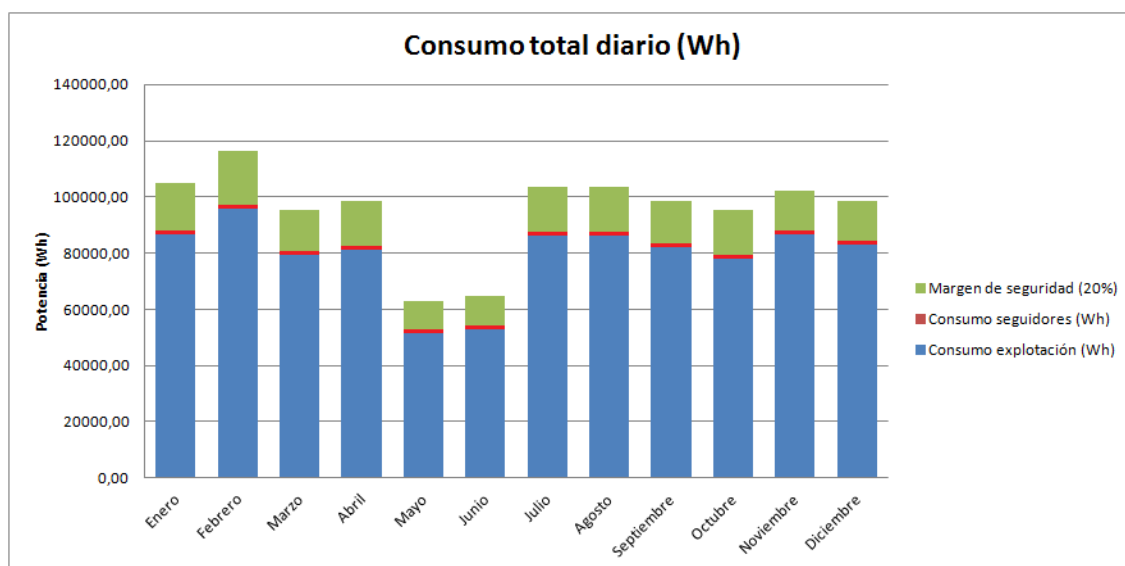


Figura 4.2. Consumo diario total (II).

4.2. DIMENSIONADO

4.2.1. INTRODUCCIÓN.

Durante el presente proyecto se va a analizar la viabilidad de tres tipos de instalaciones. La primera de ellas consiste en abastecer completamente la explotación avícola mediante cuatro seguidores solares aislados de la red eléctrica. Durante los meses de mayor producción se tendrán que tapar determinados seguidores para cumplir con las especificaciones del CTE, lo que nos lleva a la segunda alternativa.

Esta segunda alternativa consiste en una instalación solar aislada de la red eléctrica formada por dos seguidores solares. Se podrá abastecer energéticamente a la explotación durante la mayor parte del año, a excepción de los meses menos productivos. Durante éstos habrá que comprar la energía restante.

La tercera alternativa que vamos a analizar consiste en una instalación conectada a la red eléctrica, formada por cuatro seguidores solares. La energía producida por la instalación se vende y se compra la necesaria en la explotación.

Para poder analizar la viabilidad de las diferentes alternativas y compararlas adecuadamente, se dimensionarán empleando los mismos elementos, a excepción de los que sean específicos de cada tipo de instalación (baterías, regulador, etc.).

4.2.2. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

En la instalación de cuatro seguidores aislados de la red eléctrica dispongo de los siguientes elementos:

| Elemento | Modelo | En serie | En paralelo | Total |
|----------------|--------------------------------|----------|-------------|-------|
| Seguidor solar | DEGERTRACKER D100 | - | - | 4 |
| Panel solar | IBC PolySol 230 DS | 2 | 84 | 168 |
| Regulador | LQTRADE SSCP-48-200A | 1 | 5 | 5 |
| Batería | CONCORDE PVX-2580L | 4 | 65 | 260 |
| Inversor solar | VICTRON ENERGY Quattro 48/8000 | 1 | 3 | 3 |

Tabla 4.2. Dimensionado de la instalación. Alternativa 1.

Por tanto la instalación constará de 4 seguidores solares, 168 paneles fotovoltaicos, 5 reguladores de carga, 260 acumuladores y 3 inversores. La tensión del sistema será de 48 V.

Según el CTE, el dimensionado de la instalación estará limitado por el cumplimiento de la condición de que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110% de la demanda energética.

Por tanto, para cumplir estas especificaciones, durante los meses de mayor producción debo tapar algún seguidor con una lona reflectante. En la siguiente figura se muestra el número de seguidores en uso durante cada mes y la producción de éstos, demostrando el cumplimiento del CTE.

| Mes | Seguidores | E generada (kWh) | E requerida (kWh) | % Sobreproducción |
|-----|------------|------------------|-------------------|-------------------|
| ENE | 4 | 3.885 | 3.259 | 19,21 % |
| FEB | 2 | 3.283 | 3.258 | 0,77 % |
| MAR | 2 | 4.740 | 2.959 | 60,19 % |
| ABR | 2 | 4.561 | 2.958 | 54,18 % |
| MAY | 1 | 2.878 | 1.942 | 48,20 % |
| JUN | 1 | 3.258 | 1.942 | 67,77 % |
| JUL | 2 | 5.817 | 3.206 | 81,44 % |
| AGO | 2 | 5.097 | 3.206 | 58,98 % |
| SEP | 2 | 4.186 | 2.956 | 41,61 % |
| OCT | 2 | 3.135 | 2.956 | 6,04 % |
| NOV | 3 | 3.260 | 3.059 | 6,55 % |
| DIC | 4 | 3.717 | 3.059 | 21,51 % |

Tabla 4.3. Sobreproducción. Alternativa 1.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la instalación. Los seguidores estarán orientados al sur, con un azimut de 0°, y separados una distancia este-oeste y norte-sur de 26 metros. Cada seguidor constará de 42 módulos solares, dos conectados en serie y 21 en paralelo.

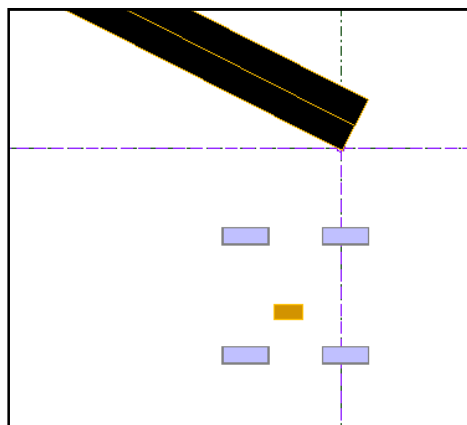


Figura 4.3. Diseño de la instalación. Alternativa 1 (III)

Para garantizar el suministro eléctrico en el caso de averías o de que en determinados meses no fuesen suficientes los módulos y las baterías por causa de varios días seguidos nublados o consumos fuera de lo normal, se instalará un generador de gasoil que se encenderá automáticamente cuando el regulador de las baterías detecte que la carga de éstas es inferior al mínimo marcado por el fabricante.

4.2.3. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

En la instalación de dos seguidores solares aislados de la red eléctrica dispongo de los siguientes elementos:

| Elemento | Tipo | En serie | En paralelo | Total |
|-----------------|--------------------|----------|-------------|-------|
| Seguidor solar | DEGERTRACKER D100 | - | - | 2 |
| Paneles solares | IBC PolySol 235 DS | 2 | 42 | 84 |
| Regulador | EPSOLAR IPS48-100H | 1 | 5 | 5 |
| Baterías | CONCORDE PVX-2580L | 4 | 60 | 240 |
| Inversor solar | SMA SI 5048 | 1 | 3 | 3 |

Tabla 4.4. Dimensionado de la instalación. Alternativa 2.

Por tanto la instalación constará de 2 seguidores solares, 84 paneles fotovoltaicos, 5 reguladores de carga, 240 acumuladores y 3 inversores. La tensión del sistema será de 48 V.

Según el CTE, el dimensionado de la instalación estará limitado por el cumplimiento de la condición de que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110% de la demanda energética.

Por tanto, para cumplir estas especificaciones, durante los meses de mayor producción taparé uno de los seguidores mediante una lona reflectante. En la siguiente figura se muestra

el número de seguidores en uso durante cada mes y la producción de éstos, demostrando el cumplimiento del CTE.

| Mes | Seguidores | E generada (Wh) | E requerida (Wh) | % Sobreproducción |
|-----|------------|-----------------|------------------|-------------------|
| ENE | 2 | 1.760 | 3.259 | -46,00 % |
| FEB | 2 | 2.859 | 3.258 | -12,25 % |
| MAR | 2 | 4.376 | 2.959 | 47,89 % |
| ABR | 2 | 4.169 | 2.958 | 40,94 % |
| MAY | 1 | 2.635 | 1.942 | 35,68 % |
| JUN | 1 | 2.944 | 1.942 | 51,6 % |
| JUL | 2 | 5.112 | 3.206 | 59,45 % |
| AGO | 2 | 4.446 | 3.206 | 38,68 % |
| SEP | 2 | 3.662 | 2.956 | 23,88 % |
| OCT | 2 | 2.755 | 2.956 | -6,80 % |
| NOV | 2 | 1.919 | 3.059 | -37,27 % |
| DIC | 2 | 1.601 | 3.059 | -47,66 % |

Tabla 4.5. Sobreproducción. Alternativa 2.

Como podemos observar en la figura anterior, durante los meses de enero, febrero, octubre, noviembre y diciembre no se produce suficiente energía como para abastecer a la explotación. Por tanto, y únicamente durante estos meses, se deberá comprar la energía restante.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la instalación. Los seguidores estarán orientados al sur, con un azimut de 0°, y separados una distancia este-oeste de 26 metros. Cada seguidor constará de 42 módulos solares, dos conectados en serie y 21 en paralelo.

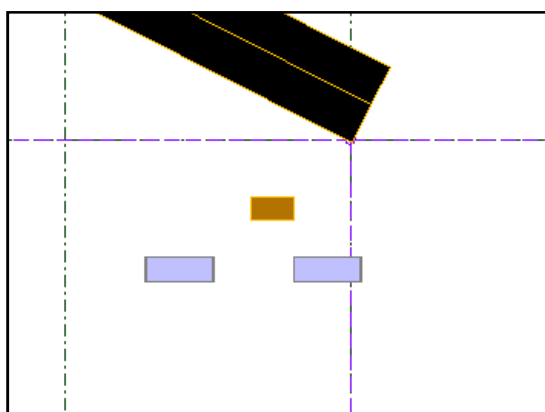


Figura 4.4. Diseño de la instalación. Alternativa 2 (III).

En caso de averías o de descarga de las baterías por causa de varios días seguidos nublados o consumos fuera de lo normal, se abastecerá a la explotación de la red eléctrica, ya que está conectada a ella.

4.2.4. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

En la instalación dispongo de los siguientes elementos:

| Elemento | Tipo | En serie | En paralelo | Total |
|-----------------|--------------------|----------|-------------|-------|
| Seguidor solar | DEGERTRACKER D100 | - | - | 4 |
| Paneles solares | IBC PolySol 230 DS | 21 | 8 | 168 |
| Inversor solar | POWADOR 39.0 TL3 | 1 | 1 | 1 |

Tabla 4.6. Dimensionado de la instalación. Alternativa 3.

Por tanto la instalación constará de 4 seguidores solares, 168 paneles fotovoltaicos y 1 inversor.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la instalación. Los seguidores estarán orientados al sur, con un azimut de 0°, y separados una distancia este-oeste y norte-sur de 26 metros. Cada seguidor constará de 42 módulos solares, dos conectados en paralelo y 21 en serie.

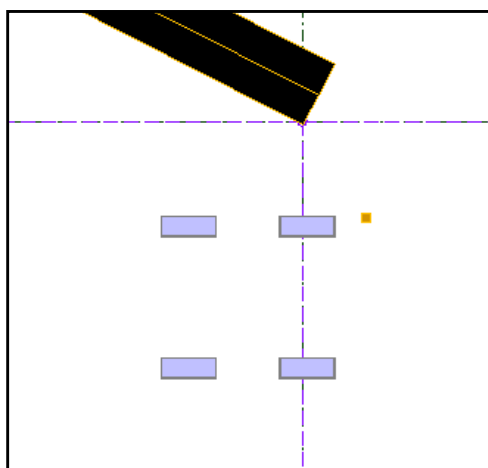


Figura 4.5. Diseño de la instalación. Alternativa 3 (II).

4.3. PRODUCCIÓN

4.3.1. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

La energía total producida por el sistema de 4 seguidores aislados de la red eléctrica es de 98,13 MWh/año. En las siguientes figuras podemos observar la producción de cada mes y cómo se cubren las necesidades energéticas de la explotación.

| Mes | E generada (kWh) | E requerida (kWh) | Balance (kWh) |
|-----|------------------|-------------------|---------------|
| ENE | 3.885 | 3.259 | 626 |
| FEB | 3.283 | 3.258 | 25 |
| MAR | 4.740 | 2.959 | 1.781 |
| ABR | 4.561 | 2.958 | 1.603 |
| MAY | 2.878 | 1.942 | 936 |
| JUN | 3.258 | 1.942 | 1.316 |
| JUL | 5.817 | 3.206 | 2.611 |
| AGO | 5.097 | 3.206 | 1.891 |
| SEP | 4.186 | 2.956 | 1.230 |
| OCT | 3.135 | 2.956 | 179 |
| NOV | 3.260 | 3.059 | 201 |
| DIC | 3.717 | 3.059 | 658 |

Tabla 4.7. Producción y consumo. Alternativa 1.

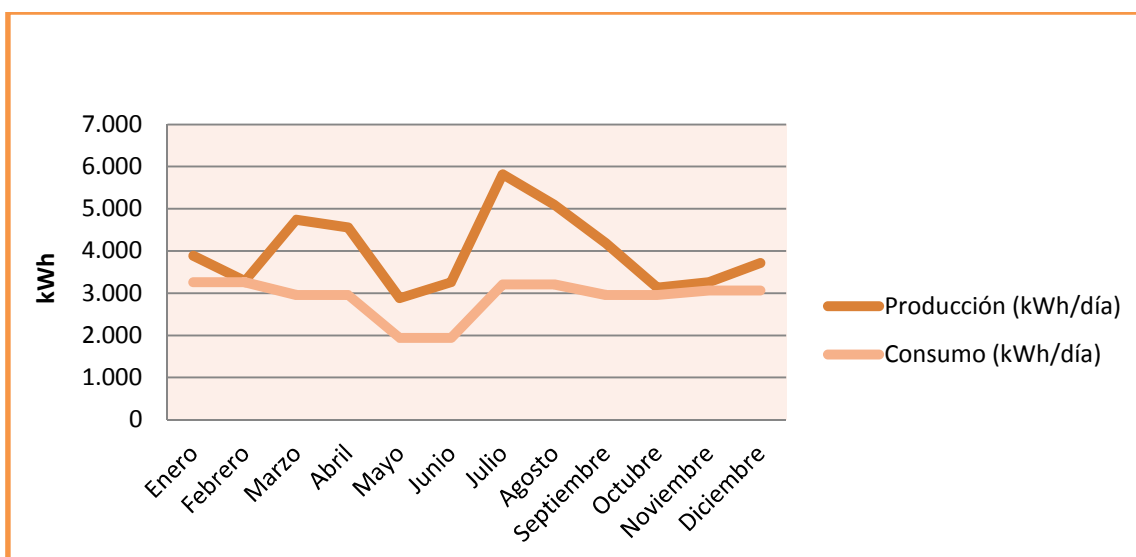


Figura 4.6. Gráfica producción y consumo. Alternativa 1.

4.3.1.1. Sobreproducción

Con el objetivo de mantener una cierta eficiencia energética, y no malgastar la energía producida en exceso durante los meses de mayor producción, una solución podría ser alimentar un pozo de extracción de agua ubicado en las proximidades de la instalación, mediante el cual se riegan los campos de alrededor.

4.3.2. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

La energía total producida por el sistema de 2 seguidores aislados de la red eléctrica es de 43,8 MWh/año. En las siguientes figuras podemos observar la producción de cada mes y cómo se cubren las necesidades energéticas de la explotación durante los meses más productivos.

| Mes | E generada (kWh) | E requerida (kWh) | Balance (kWh) |
|-----|------------------|-------------------|---------------|
| ENE | 1.760 | 3.259 | -1.499 |
| FEB | 2.859 | 3.258 | -399 |
| MAR | 4.376 | 2.959 | 1.417 |
| ABR | 4.169 | 2.958 | 1.211 |
| MAY | 2.635 | 1.942 | 693 |
| JUN | 2.944 | 1.942 | 1.002 |
| JUL | 5.112 | 3.206 | 1.906 |
| AGO | 4.446 | 3.206 | 1.240 |
| SEP | 3.662 | 2.956 | 706 |
| OCT | 2.755 | 2.956 | -201 |
| NOV | 1.919 | 3.059 | -1.140 |
| DIC | 1.601 | 3.059 | -1.458 |

Tabla 4.8. Producción y consumo. Alternativa 2.

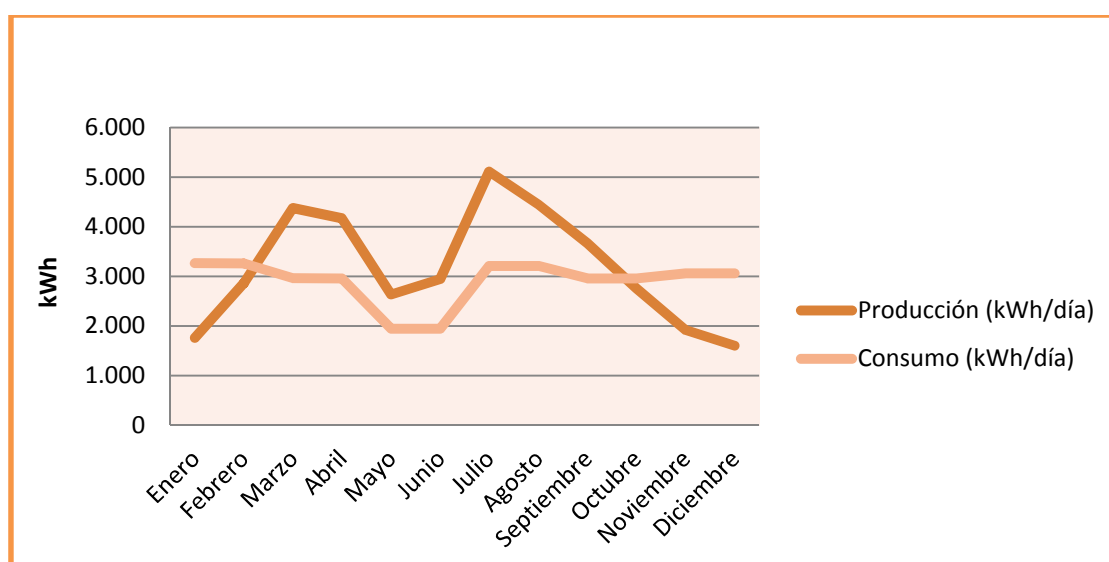


Figura 4.7. Gráfica producción y consumo. Alternativa 2.

Como se puede observar en la gráfica anterior, durante los meses de enero, febrero, octubre, noviembre y diciembre existe un déficit energético. Lo solucionaremos comprando a la compañía eléctrica la energía necesaria. En la siguiente tabla se muestra el déficit energético.

| Mes | Energía diaria generada (W·h) | Energía diaria requerida (W·h) | Déficit diario (W·h) | Déficit mensual (kW·h) |
|--------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------------|------------------------|
| Enero | 56.774 | 105.133 | 48.359 | 1.499,1 |
| Febrero | 102.107 | 116.375 | 14.268 | 399,5 |
| Octubre | 88.871 | 95.359 | 6.488 | 201,1 |
| Noviembre | 63.967 | 101.970 | 38.004 | 1.140,1 |
| Diciembre | 51.645 | 98.688 | 47.043 | 1.458,3 |
| Total | | | | 4.698,2 |

Tabla 4.9. Déficit energético.

4.3.2.1. Sobreproducción

Con el objetivo de mantener una cierta eficiencia energética, y no malgastar la energía producida en exceso durante los meses de mayor producción, una solución podría ser alimentar un pozo de extracción de agua ubicado en las proximidades de la instalación, mediante el cual se riegan los campos de alrededor.

4.3.3. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

La energía total inyectada a la red eléctrica será de 78,4 MWh/año. En la siguiente tabla podemos observar la energía inyectada a la red durante todo el año.

| Mes | Energía inyectada (kWh) |
|-----|-------------------------|
| ENE | 3.779 |
| FEB | 5.717 |
| MAR | 7.795 |
| ABR | 7.502 |
| MAY | 8.194 |
| JUN | 8.769 |
| JUL | 9.028 |
| AGO | 8.190 |
| SEP | 6.835 |
| OCT | 5.296 |
| NOV | 3.903 |
| DIC | 3.395 |

Tabla 4.10. Energía inyectada a la red.

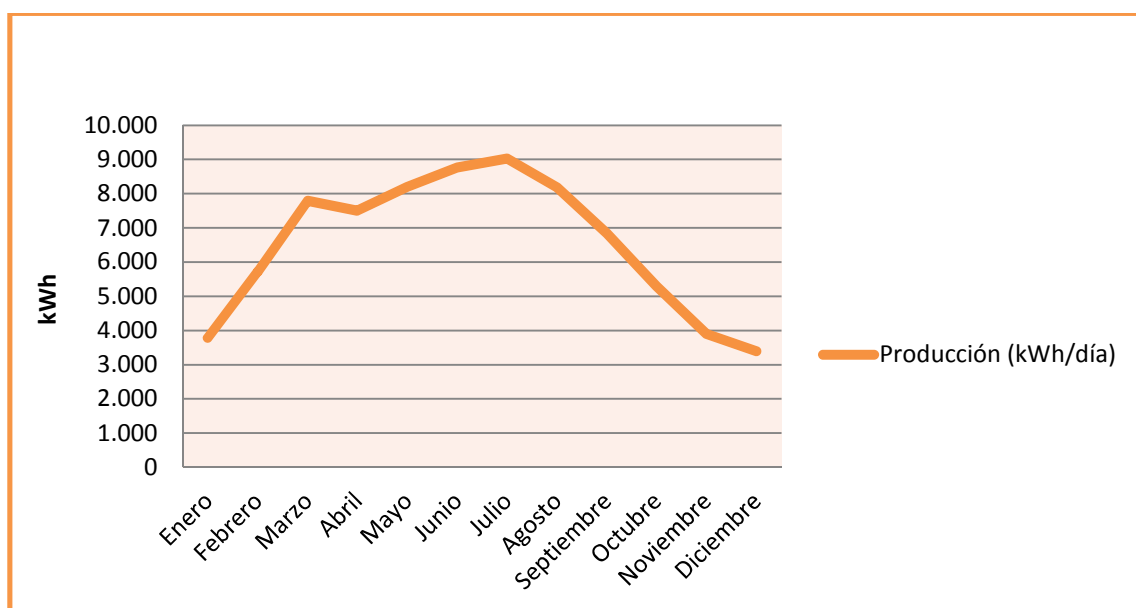


Figura 4.8. Gráfica producción. Alternativa 3.

4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este estudio se busca dar respuesta a todo el contenido del proyecto. El objetivo es analizar la viabilidad económica de las diferentes alternativas, demostrando cuál de las posibles alternativas resultaría más rentable. Se van a analizar tres alternativas. La primera de ellas será considerando el precio del kWh actual. Las otras dos consistirán en aumentar el precio de la electricidad un 5% y un 10% respectivamente, ya que el incremento de la factura de la luz en España lleva una tendencia al alza imparable. En los últimos siete años, el recibo se ha encarecido un 65 %, muy por encima de la inflación acumulada en el mismo período (12,3 %).

Además se estudiará a qué precio debería estar el kWh para que la inversión resultara rentable.

4.4.1. TARIFA ELÉCTRICA

Los precios del kWh vienen establecidos por el estado y aparecen registrados en el BOE. El actual precio tarifario está vigente desde el 1 de abril de 2013, publicado en el BOE de 29 de marzo de 2012.

En este caso, y como muestran las facturas adjuntas, nuestra granja tiene contratada una tarifa 3.0.1. DH.

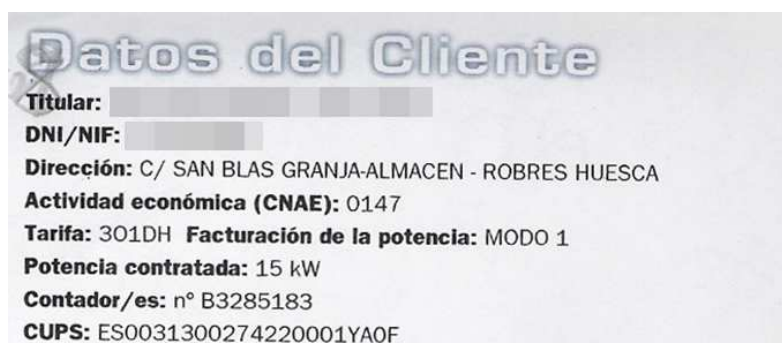


Figura 4.9. Factura eléctrica (I).

Tarifas para clientes con potencia contratada > 10 kW o AT

| | Tarifa TUR + 20% de recargo | Término de potencia (€/kW/mes) | Término de energía €/kWh | |
|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------|----------|
| Sin discriminación horaria | Tarifa 3.0.1 | 2,189319 | 0,181126 | |
| Con discriminación horaria | <u>Tarifa 3.0.1 con DH</u> | 2,189319 | Punta | Valle |
| | | | 0,219873 | 0,076524 |

Figura 4.10. Tarifa contratada.

Analizando las facturas de la granja estimo una media diaria de los consumos y porcentajes según periodos. De esta manera obtengo un precio medio del kWh según los horarios de nuestros consumos y los precios reales que cobra la compañía eléctrica.

| Facturación | | |
|-----------------------------|---|-----------------|
| Concepto | Cálculos | Importes Eur |
| Potencia | 15 kW x 2 meses x 1,752513 eur/kW y mes | 52,58 |
| Consumo en punta | 1.543 kWh x 0,142163 eur/kWh | 219,36 |
| Consumo en valle | 3.435 kWh x 0,055812 eur/kWh | 191,71 |
| | Subtotal | 463,65 |
| Impuesto sobre Electricidad | 463,65 eur x 1,05113 x 4,864 % | 23,71 |
| Equipos de medida | 2 meses x 3,13 eur/mes | 6,26 |
| | Base imponible | 493,62 |
| I.V.A. | 16 % de 493,62 | 78,98 |

Figura 4.11. Factura eléctrica (II).

| Periodo | Consumo kWh | % del total | Precio kWh (€) |
|--------------|---------------------|-------------|-----------------|
| Punta | 1.534 | 30,87 | 0,219873 |
| Valle | 3.435 | 69,13 | 0,076524 |
| | Precio medio | | 0,120776 |

Tabla 4.11. Tarifa eléctrica.

Así pues estimo una media de 0,120776 €/kWh que aplicada a los consumos mensuales nos da los costes que se muestran en la siguiente tabla:

| Mes | kWh | €/kWh | Energía (€) | Potencia (€) | Imp. sobre Electricidad | Alquiler equipos | Total (€) |
|------------|--------|----------|-------------|--------------|-------------------------|------------------|-----------------|
| ENE | 2710,5 | 0,120776 | 327,36 | 32,84 | 18,6 | 4,97 | 383,74 |
| FEB | 2710,5 | 0,120776 | 327,36 | 32,84 | 18,6 | 4,97 | 383,74 |
| MAR | 2460 | 0,120776 | 297,11 | 32,84 | 17,0 | 4,97 | 351,93 |
| ABR | 2460 | 0,120776 | 297,11 | 32,84 | 17,0 | 4,97 | 351,93 |
| MAY | 1613 | 0,120776 | 194,81 | 32,84 | 11,7 | 4,97 | 244,36 |
| JUN | 1613 | 0,120776 | 194,81 | 32,84 | 11,7 | 4,97 | 244,36 |
| JUL | 2666,5 | 0,120776 | 322,05 | 32,84 | 18,3 | 4,97 | 378,16 |
| AGO | 2666,5 | 0,120776 | 322,05 | 32,84 | 18,3 | 4,97 | 378,16 |
| SEP | 2458 | 0,120776 | 296,87 | 32,84 | 17,0 | 4,97 | 351,68 |
| OCT | 2458 | 0,120776 | 296,87 | 32,84 | 17,0 | 4,97 | 351,68 |
| NOV | 2544 | 0,120776 | 307,25 | 32,84 | 17,5 | 4,97 | 362,60 |
| DIC | 2544 | 0,120776 | 307,25 | 32,84 | 17,5 | 4,97 | 362,60 |
| | | | | | | | 4.144,93 |

Tabla 4.12. Consumo eléctrico.

El coste anual que supone estar conectados a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.144,93 €.

4.4.2. PRÉSTAMO FINANCIERO

Para llevar a cabo el análisis económico se va a suponer un préstamo financiero para cada una de las alternativas, 340.000 € para la primera, 235.000 € para la segunda y 175.000 € para la tercera alternativa. Este préstamo se solicitaría al Instituto de Crédito Oficial (ICO), banco público con forma jurídica de entidad pública empresarial, adscrita al Ministerio de Economía y Competitividad a través de la Secretaría de Estado de Economía y Apoyo a la Empresa.

El ICO tiene una línea llamada *Línea ICO Empresas y Emprendedores 2013*, destinada a la financiación orientada a autónomos y empresas que realicen inversiones productivas en el territorio nacional y/o necesiten cubrir sus necesidades de liquidez.

Se solicitaría un préstamo por las cantidades citadas previamente, a un plazo de 20 años e interés fijo. Este interés es del 9,809 % anual.

| Tipo de interés fijo máximo: | | | |
|------------------------------|--------------------|---------|-------|
| Plazo | Carencia | Nominal | TAE |
| 1 año | Sin carencia | 3.958 | 3.997 |
| 1 año | 1 año de carencia | 4.025 | 4.066 |
| 2 años | Sin carencia | 6.523 | 6.629 |
| 2 años | 1 año de carencia | 6.55 | 6.657 |
| 3 años | Sin carencia | 6.575 | 6.683 |
| 3 años | 1 año de carencia | 6.595 | 6.704 |
| 5 años | Sin carencia | 7.93 | 8.087 |
| 5 años | 1 año de carencia | 7.946 | 8.104 |
| 7 años | Sin carencia | 8.126 | 8.291 |
| 7 años | 1 año de carencia | 8.139 | 8.305 |
| 10 años | Sin carencia | 8.923 | 9.122 |
| 10 años | 1 año de carencia | 8.933 | 9.132 |
| 12 años | Sin carencia | 9.102 | 9.309 |
| 12 años | 2 años de carencia | 9.132 | 9.34 |
| 15 años | Sin carencia | 9.327 | 9.544 |
| 15 años | 2 años de carencia | 9.35 | 9.569 |
| 20 años | Sin carencia | 9.58 | 9.809 |
| 20 años | 2 años de carencia | 9.595 | 9.825 |

Figura 4.12. Tipos de interés.

4.4.3. ÍNDICES DE RENTABILIDAD

Para llevar a cabo el estudio económico se van a tener en cuenta los siguientes índices de rentabilidad.

V.A.N.: es el Valor Actual Neto o valor capital, indicador de la rentabilidad absoluta, y se define como el sumatorio de todos los flujos de caja ordinarios, actualizados, esperados. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Se considera una inversión viable si el V.A.N. obtenido es superior a cero.

Para calcularlo, es necesario prefijar la vida útil del proyecto (n), así como estimar la tasa de actualización (r) y considerar que el mercado de capitales es perfecto.

La tasa de actualización representa el valor del dinero con el paso del tiempo, es decir, es la rentabilidad media que un inversor exigiría a un proyecto actualizando a valor de hoy los flujos de efectivos estimados para dicho proyecto. Además, a la hora de hacer una inversión, para que resulte rentable, el beneficio obtenido debe ser mayor que el que me aportaría depositarlo en una entidad financiera a largo plazo, que es la inversión con menor riesgo que puedo hacer.

Por tanto voy a considerar la tasa de actualización como el sumatorio de la tasa de variación anual del IPC, unidad de medida de la inflación, y del interés que el banco ofrece por depósitos o captaciones. Este interés es del 3%.

La inflación existe cuando disminuye el precio del dinero y, por tanto, aumenta el precio de los bienes y servicios. Se mide a través de la tasa de variación del IPC (Índice de precios al consumo), el cual mide la evolución del precio de éstos. Se va a estimar la tasa de variación del IPC a partir de un estudio de la evolución de éste a lo largo de los últimos 20 años.

| Tasas de variación anual del índice general (%) | | | | | | | | | | | | |
|--|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|
| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
| 2013 | 2,7 | 2,8 | 2,4 | 1,4 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2012 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 2,1 | 1,9 | 1,9 | 2,2 | 2,7 | 3,4 | 3,5 | 2,9 | 2,9 |
| 2011 | 3,3 | 3,6 | 3,6 | 3,8 | 3,5 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 3,1 | 3,0 | 2,9 | 2,4 |
| 2010 | 1,0 | 0,8 | 1,4 | 1,5 | 1,8 | 1,5 | 1,9 | 1,8 | 2,1 | 2,3 | 2,3 | 3,0 |
| 2009 | 0,8 | 0,7 | -0,1 | -0,2 | -0,9 | -1,0 | -1,4 | -0,8 | -1,0 | -0,7 | 0,3 | 0,8 |
| 2008 | 4,3 | 4,4 | 4,5 | 4,2 | 4,6 | 5,0 | 5,3 | 4,9 | 4,5 | 3,6 | 2,4 | 1,4 |
| 2007 | 2,4 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,3 | 2,4 | 2,2 | 2,2 | 2,7 | 3,6 | 4,1 | 4,2 |
| 2006 | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,9 | 4,0 | 3,9 | 4,0 | 3,7 | 2,9 | 2,5 | 2,6 | 2,7 |
| 2005 | 3,1 | 3,3 | 3,4 | 3,5 | 3,1 | 3,1 | 3,3 | 3,3 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,7 |
| 2004 | 2,3 | 2,1 | 2,1 | 2,7 | 3,4 | 3,5 | 3,4 | 3,3 | 3,2 | 3,6 | 3,5 | 3,2 |
| 2003 | 3,7 | 3,8 | 3,7 | 3,1 | 2,7 | 2,7 | 2,8 | 3,0 | 2,9 | 2,6 | 2,8 | 2,6 |
| 2002 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 3,4 | 3,6 | 3,5 | 4,0 | 3,9 | 4,0 |
| 2001 | 3,7 | 3,8 | 3,9 | 4,0 | 4,2 | 4,2 | 3,9 | 3,7 | 3,4 | 3,0 | 2,7 | 2,7 |
| 2000 | 2,9 | 3,0 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,4 | 3,6 | 3,6 | 3,7 | 4,0 | 4,1 | 4,0 |
| 1999 | 1,5 | 1,8 | 2,2 | 2,4 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 2,7 | 2,9 |
| 1998 | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 2,0 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 2,1 | 1,6 | 1,7 | 1,4 | 1,4 |
| 1997 | 2,9 | 2,5 | 2,2 | 1,7 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 1,8 | 2,0 | 1,9 | 2,0 | 2,0 |
| 1996 | 3,9 | 3,7 | 3,4 | 3,5 | 3,8 | 3,6 | 3,7 | 3,7 | 3,6 | 3,5 | 3,2 | 3,2 |
| 1995 | 4,4 | 4,8 | 5,1 | 5,2 | 5,1 | 5,1 | 4,7 | 4,3 | 4,4 | 4,3 | 4,4 | 4,3 |
| 1994 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 4,9 | 4,9 | 4,7 | 4,8 | 4,8 | 4,5 | 4,4 | 4,4 | 4,3 |
| 1993 | 4,7 | 4,0 | 4,0 | 4,6 | 4,6 | 4,9 | 4,9 | 4,6 | 4,3 | 4,6 | 4,7 | 4,9 |

Tabla 4.13. Tasa de variación anual del IPC.

El valor medio de la tasa de variación del IPC a lo largo de los últimos 20 años es del 3,0%. Por tanto considero una tasa de actualización del 6%.

T.I.R.: es la Tasa Interna de Rentabilidad o tasa de rendimiento interno, indicador de la rentabilidad relativa. Determina cual es la rentabilidad por euro invertido.

PayBack: es el número de años necesarios para recuperar el esfuerzo inversor.

4.4.4. ALTERNATIVA 1. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

4.4.4.1. Alternativa 1-1. Tarifa eléctrica actual

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.144,93 €.

4.4.4.1.1. Resumen del presupuesto

A continuación se muestra el resumen del presupuesto desglosado en capítulos, correspondiente al volumen de obra total del proyecto formado por un sistema de cuatro seguidores aislados de la red eléctrica. El presupuesto completo puede observarse en el anexo X.

RESUMEN DE PRESUPUESTO

| CAPITULO | RESUMEN | EUROS | % |
|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------|-------|
| 01 | MOVIMIENTO DE TIERRAS..... | 1.175,30 | 0,48 |
| 02 | ESTRUCTURA..... | 59.748,04 | 24,54 |
| 03 | EQUIPOS..... | 131.489,20 | 54,00 |
| 04 | INSTALACIÓN ELÉCTRICA..... | 31.392,50 | 12,89 |
| 05 | CASETA BATERÍAS Y CUADROS..... | 7.299,08 | 3,00 |
| 06 | URBANIZACIÓN..... | 5.039,65 | 2,07 |
| 07 | SEGURIDAD Y SALUD..... | 7.092,40 | 2,91 |
| 08 | PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS..... | 269,70 | 0,11 |
| TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL | | 243.505,87 | |
| | 13,00% Gastos generales..... | 31.655,76 | |
| | 6,00% Beneficio industrial..... | 14.610,35 | |
| SUMA DE G.G. y B.I. | | 46.266,11 | |
| | 21,00% I.V.A..... | 60.852,12 | |
| TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA | | 350.624,10 | |
| TOTAL PRESUPUESTO GENERAL | | 350.624,10 | |

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de TRESCIENTOS CINCUENTA MIL SEISCIENTOS VEINTICUATRO EUROS con DIEZ CÉNTIMOS

Figura 4.13. Resumen del presupuesto. Alternativa 1.

4.4.4.1.2. Cobros ordinarios

A la hora de realizar el estudio económico consideramos el coste energético de la explotación como cobros ordinarios puesto que es dinero que deberíamos pagar en caso de estar conectados a la red. El coste anual asciende a la cifra de 4.144,93 €, que con el 21% de I.V.A. nos asciende a un total de 5.015,37 €.

4.4.4.1.3. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012. Por tanto no se considera ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.4.1.4. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones y las reparaciones que fuesen necesarias realizar, así como el combustible consumido en caso de descarga de las baterías o de posibles averías.

Según el DB HE-5 del CTE, las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se basan en un plan de vigilancia y un plan de mantenimiento preventivo. El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario. El plan de mantenimiento preventivo son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. Debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo. Se considera un pago ordinario relativo a las operaciones de vigilancia y mantenimiento de 300 €/año.

La revisión anual de los equipos de extinción de incendios también se considera un pago ordinario, que asciende a 48,9 €/año.

El consumo de gasoil es un dato difícil de estimar, ya que no puedo conocer con exactitud el número de días sin sol que tendrán lugar a lo largo de la vida útil de la instalación, ni las averías que pueden darse. Para estimar este consumo voy a considerar que un 30% de los días sin sol que se producen durante todo el año tienen lugar a lo largo de cuatro días o más seguidos. Para ello se obtienen los *Valores climatológicos normales* de la estación climatológica de Huesca, a partir de la base de datos de la Asociación Estatal de Meteorología (AEMET). Estos *Valores climatológicos normales* están estimados a partir de la media de los datos obtenidos durante el periodo de tiempo comprendido entre los años 1971 y 2000.

| | T | TM | Tm | R | H | DR | DN | DT | DF | DH | DD | I |
|-----|------|------|------|-----|----|----|----|----|----|----|----|-------|
| ENE | 4,9 | 8,5 | 1,3 | 39 | 78 | 6 | 1 | 0 | 8 | 11 | 6 | 131 |
| FEB | 7,0 | 11,5 | 2,5 | 32 | 70 | 5 | 1 | 0 | 3 | 6 | 6 | 169 |
| MAR | 9,6 | 15,0 | 4,2 | 34 | 60 | 4 | 0 | 0 | 1 | 4 | 7 | 220 |
| ABR | 11,4 | 17,2 | 5,7 | 53 | 59 | 6 | 0 | 1 | 1 | 1 | 6 | 245 |
| MAY | 15,3 | 21,3 | 9,3 | 62 | 58 | 8 | 0 | 3 | 1 | 0 | 5 | 265 |
| JUN | 19,7 | 26,5 | 12,9 | 47 | 53 | 5 | 0 | 5 | 1 | 0 | 8 | 298 |
| JUL | 23,4 | 30,8 | 16,1 | 20 | 48 | 3 | 0 | 4 | 0 | 0 | 14 | 339 |
| AGO | 23,3 | 30,2 | 16,3 | 38 | 50 | 4 | 0 | 5 | 1 | 0 | 11 | 310 |
| SEP | 19,5 | 25,4 | 13,5 | 54 | 57 | 4 | 0 | 3 | 1 | 0 | 8 | 241 |
| OCT | 14,3 | 19,1 | 9,5 | 54 | 67 | 6 | 0 | 1 | 2 | 0 | 6 | 197 |
| NOV | 8,9 | 12,9 | 4,9 | 50 | 76 | 6 | 0 | 0 | 6 | 4 | 5 | 144 |
| DIC | 5,6 | 9,1 | 2,1 | 51 | 81 | 6 | 0 | 0 | 10 | 9 | 6 | 112 |
| AÑO | 13,6 | 19,0 | 8,2 | 535 | 63 | 62 | 2 | 23 | 35 | 34 | 84 | 2.682 |

Leyenda

| | |
|----|---|
| T | Temperatura media mensual/anual (°C) |
| TM | Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C) |
| Tm | Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C) |
| R | Precipitación mensual/anual media (mm) |
| H | Humedad relativa media (%) |
| DR | Número mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm |
| DN | Número mensual/anual de días de nieve |
| DT | Número mensual/anual de días de tormenta |
| DF | Número mensual/anual de días de niebla |
| DH | Número mensual/anual de días de helada |
| DD | Número mensual/anual de días despejados |
| I | Número mensual/anual de horas de sol |

Tabla 4.14. Valores climatológicos normales. AEMET.

Como se puede observar en la tabla anterior tenemos un total de 122 días sin sol a lo largo del año. Como se ha dicho previamente se considera que habrá 4 o más días seguidos nublados con una probabilidad del 30%. Eso hace un total de 36,6 días. Como la instalación solar está diseñada con tres días de autonomía, se considera que se abastecerá a la explotación a través del generador durante 13,75 días. Estimando un consumo eléctrico medio de la explotación de 20 horas diarias, se generará energía durante 275 horas.

| Consumo de combustible | |
|-------------------------------|-----------------|
| Horas | 275 horas |
| Consumo generador | 3,5 l/h |
| Consumo total | 960,75 l |
| Precio gasóleo | 0,983 €/l |
| Total | 944,42 € |

Tabla 4.15. Consumo de combustible (I).

Una vez establecido el consumo de combustible debido a la falta de energía solar falta por determinar el consumo debido a posibles averías, que se estima en un 2% del consumo

total de la explotación. Este consumo es de 28.904 kWh, por lo que un 2% equivale a 578,08 kWh. El generador tiene una potencia de 15 kW, por lo que se abastecerá a la explotación durante 28,9 horas.

| Consumo de combustible | |
|-------------------------------|------------|
| Horas | 28,9 horas |
| Consumo generador | 3,5 l/h |
| Consumo total | 101,15 l |
| Precio gasóleo | 0,983 €/l |
| Total | 99,43 € |

Tabla 4.16. Consumo de combustible (II).

Por tanto tenemos un gasto total de combustible de 1.043,85 €. Añadiendo el gasto en mantenimiento y averías y considerando el 21% de I.V.A. tengo unos pagos ordinarios de 1.685,23 €.

4.4.4.1.5. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 350.624,10 € teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 340.000 € al 9,809% de interés fijo anual y plazo de amortización de 20 años. El promotor realiza una inversión de 10.641,10€.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 340.000,0 | - | - | - | 350.624,1 | -10.624,1 |
| 1 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 2 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 3 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 4 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 5 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 6 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 7 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 8 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 9 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 10 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 11 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 12 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 13 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 14 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 15 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 16 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 17 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 18 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 19 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 20 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -15.165,9 |
| 21 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.330,1 |
| 22 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.330,1 |
| 23 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.330,1 |
| 24 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.330,1 |
| 25 | 5.015,4 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.330,1 |

Tabla 4.17. Flujos de caja. Alternativa 1-1.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

V.A.N. = **-180.202,09 €**

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

4.4.4.2. Alternativa 1-2. 5% sobre la tarifa eléctrica actual

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.144,93 €. Suponiendo una subida tarifaria del 5%, estar conectados a la red eléctrica nos supondría un coste de 4.352,18 €.

4.4.4.2.1. Cobros ordinarios

A la hora de realizar el estudio económico consideramos el coste energético de la explotación como cobros ordinarios puesto que es dinero que deberíamos pagar en caso de estar conectados a la red. El coste anual asciende a la cifra de 4.352,18 €, que con el 21% de I.V.A. nos asciende a un total de 5.266,13 €.

4.4.4.2.2. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012. Por tanto no se considera ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.4.2.3. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones así como el gasoil empleado en el generador supletorio necesario en caso de descarga de las baterías.

Como se ha mostrado previamente en el punto 4.4.4.1.4., los pagos ordinarios ascienden a la cifra de 1.685,23 € I.V.A. incluido.

4.4.4.2.4. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 350.624,10 € teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 340.000 € al 9,809% de interés fijo anual y plazo de amortización de 20 años. El promotor realiza una inversión de 10.641,10€.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 340.000 | - | - | - | 350.624,1 | -10.624,1 |
| 1 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 2 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 3 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 4 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 5 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 6 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 7 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 8 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 9 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 10 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 11 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 12 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 13 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 14 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 15 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 16 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 17 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 18 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 19 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 20 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.915,2 |
| 21 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.580,9 |
| 22 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.580,9 |
| 23 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.580,9 |
| 24 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.580,9 |
| 25 | 5.266,1 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.580,9 |

Tabla 4.18. Flujos de caja. Alternativa 1-2.

A partir de estas cifras podemos calcular los índices que nos determinan la viabilidad del proyecto a 25 años, que son los siguientes:

$$\text{V.A.N.} = -176.996,53 \text{ €}$$

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es mucho más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

4.4.4.3. Alternativa 1-3: 10% sobre la tarifa eléctrica actual

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.144,9 €. Suponiendo una subida tarifaria del 10%, estar conectados a la red eléctrica nos supondría un coste de 4.559,42 €.

4.4.4.3.1. Cobros ordinarios

A la hora de realizar el estudio económico consideramos el coste energético de la explotación como cobros ordinarios puesto que es dinero que deberíamos pagar en caso de estar conectados a la red. El coste anual asciende a la cifra de 4.559,42 €, que con el 21% de I.V.A. nos asciende a un total de 5.516,90 €.

4.4.4.3.2. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012. Por tanto no se considera ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.4.3.3. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones así como el gasoil empleado en el generador supletorio necesario en caso de descarga de las baterías.

Como se ha mostrado previamente en el punto 4.4.4.1.4., los pagos ordinarios ascienden a la cifra de 1.685,23 € I.V.A. incluido. A la hora de analizar la inversión se considerará un 3,05% de tasa de variación anual del IPC.

4.4.4.3.4. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 350.624,10 € teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 340.000 € al 9,809% de interés fijo anual y plazo de amortización de 20 años. El promotor realiza una inversión de 10.641,10 €.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 340.000 | - | - | - | 350.624,1 | -10.624,1 |
| 1 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 2 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 3 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 4 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 5 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 6 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 7 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 8 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 9 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 10 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 11 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 12 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 13 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 14 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 15 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 16 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 17 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 18 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 19 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 20 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -14.664,4 |
| 21 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.831,7 |
| 22 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.831,7 |
| 23 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.831,7 |
| 24 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.831,7 |
| 25 | 5.516,9 | - | - | 1.685,2 | - | - | 3.831,7 |

Tabla 4.19. Flujos de caja. Alternativa 1-3.

A partir de estas cifras podemos calcular los índices que nos determinan la viabilidad del proyecto a 20 años, que son los siguientes:

V.A.N. = -173.790,85 €

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es mucho más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

4.4.4.4. Umbral de rentabilidad

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red.

| Consumo kWh | Precio kWh | Total € |
|-------------|------------|----------|
| 28.904 | 0,505875 | 19.112,0 |

Tabla 4.20. Precio umbral kWh. Alternativa 1.

Con este coste por kWh el balance sería:

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 340.000,0 | - | - | - | 350.624,1 | -10.624,1 |
| 1 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 2 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 3 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 4 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 5 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 6 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 7 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 8 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 9 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 10 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 11 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 12 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 13 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 14 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 15 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 16 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 17 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 18 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 19 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 20 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | 18.496,1 | - | -1.069,3 |
| 21 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | - | - | 17.426,8 |
| 22 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | - | - | 17.426,8 |
| 23 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | - | - | 17.426,8 |
| 24 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | - | - | 17.426,8 |
| 25 | 19.112,0 | - | - | 1.685,2 | - | - | 17.426,8 |

Tabla 4.21. Flujos de caja en el umbral de rentabilidad. Alternativa 1.

Y obtendríamos:

V.A.N. = 0,00

T.I.R. = 6,00 %

Por tanto, para que la instalación comenzase a ser rentable, el precio del kWh debería ser superior a 0,505875 €, lo que supondría un incremento del 318,85%.

4.4.5. ALTERNATIVA 2. SISTEMA DE 2 SEGUIDORES AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA

4.4.5.1. Alternativa 2-1. Tarifa eléctrica actual

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.144,93 €.

4.4.5.1.1. Resumen del presupuesto

A continuación se muestra el resumen del presupuesto desglosado en capítulos, correspondiente al volumen de obra total del proyecto formado por un sistema de dos seguidores aislados de la red eléctrica. El presupuesto completo puede observarse en el anexo X.

RESUMEN DE PRESUPUESTO

| CAPITULO | RESUMEN | EUROS | % |
|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------|-------|
| 01 | MOVIMIENTO DE TIERRAS..... | 836,22 | 0,50 |
| 02 | ESTRUCTURA..... | 29.874,02 | 17,70 |
| 03 | EQUIPOS..... | 103.629,81 | 61,40 |
| 04 | INSTALACIÓN ELÉCTRICA..... | 17.029,40 | 10,09 |
| 05 | CASETA BATERÍAS Y CUADROS..... | 7.299,08 | 4,32 |
| 06 | URBANIZACIÓN..... | 5.039,65 | 2,99 |
| 07 | SEGURIDAD Y SALUD..... | 4.916,10 | 2,91 |
| 08 | PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS..... | 161,82 | 0,10 |
| TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL | | 168.786,10 | |
| | 13,00% Gastos generales..... | 21.942,19 | |
| | 6,00% Beneficio industrial..... | 10.127,17 | |
| SUMA DE G.G. y B.I. | | 32.069,36 | |
| | 21,00% I.V.A..... | 42.179,65 | |
| TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA | | 243.035,11 | |
| TOTAL PRESUPUESTO GENERAL | | 243.035,11 | |

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DOSCIENTOS CUARENTA Y TRES MIL TREINTA Y CINCO EUROS con ONCE CÉNTIMOS

, a 8 de mayo de 2013.

LA PROPIEDAD

LA DIRECCION FACULTATIVA

Figura 4.14. Resumen del presupuesto. Alternativa 2.

4.4.5.1.2. Cobros ordinarios

El coste anual que nos supone estar conectados a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.144,93 €. Con el 21% de I.V.A. asciende a un total de 5.015,37 €. Este coste lo interpretamos como cobros ordinarios a la hora de realizar el estudio económico puesto que es dinero que deberíamos pagar en caso de estar conectados a la red.

4.4.5.1.3. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012. Por tanto no se considera ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.5.1.4. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones, así como la compra de energía durante los meses en los que la producción no supera al consumo. En el caso de avería o de descarga de las baterías se compraría a la compañía eléctrica la energía necesaria. Se considera un pago ordinario para mantenimiento y averías de 348,9 €/año I.V.A. no incluido, como se muestra en el apartado 4.4.4.1.4.

En la siguiente tabla podemos observar el coste energético durante los meses menos productivos.

| Mes | kWh | €/kWh | Energía (€) | Potencia (€) | Imp. sobre Electricidad | Alquiler equipos | Total (€) |
|------------|----------------|----------|-------------|--------------|-------------------------|------------------|-----------------|
| ENE | 1.499,1 | 0,120776 | 181,05 | 32,84 | 10,95 | 4,97 | 229,81 |
| FEB | 399,5 | 0,120776 | 48,25 | 32,84 | 4,15 | 4,97 | 90,21 |
| MAR | - | 0,120776 | - | 32,84 | 1,68 | 4,97 | 39,49 |
| ABR | - | 0,120776 | - | 32,84 | 1,68 | 4,97 | 39,49 |
| MAY | - | 0,120776 | - | 32,84 | 1,68 | 4,97 | 39,49 |
| JUN | - | 0,120776 | - | 32,84 | 1,68 | 4,97 | 39,49 |
| JUL | - | 0,120776 | - | 32,84 | 1,68 | 4,97 | 39,49 |
| AGO | - | 0,120776 | - | 32,84 | 1,68 | 4,97 | 39,49 |
| SEP | - | 0,120776 | - | 32,84 | 1,68 | 4,97 | 39,49 |
| OCT | 201,1 | 0,120776 | 24,29 | 32,84 | 2,92 | 4,97 | 69,14 |
| NOV | 1.140,1 | 0,120776 | 137,70 | 32,84 | 7,04 | 4,97 | 182,55 |
| DIC | 1.458,3 | 0,120776 | 176,13 | 32,84 | 10,61 | 4,97 | 224,55 |
| | | | | | | | 1.072,69 |

Tabla 4.22. Consumo eléctrico.

El coste anual que nos supone estar conectados a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 1.072,69 €.

Como se ha descrito previamente estimo el número de horas en que no disponemos de energía solar para abastecer a la explotación en 275 horas, véase apartado 4.4.4.1.4. Por tanto se comprarán a la compañía eléctrica 4.125 kWh, lo que hace un total de 498,20 €/año. Además estimo en un 2% del consumo anual la energía que se tendrá que comprar a la compañía eléctrica a causa de posibles averías, 578 kWh, lo que supone un gasto de 69,82 €/año.

Por tanto, considerando el 21% de I.V.A., los pagos ordinarios ascienden a la cantidad de 2.407,43 €/año.

4.4.5.1.5. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 243.035,1 €, teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 235.000 € al 9,809% de interés fijo anual y plazo de amortización de 20 años.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 235.000 | - | - | - | 243.035,1 | -8.035,1 |
| 1 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 2 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 3 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 4 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 5 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 6 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 7 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 8 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 9 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 10 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 11 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 12 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 13 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 14 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 15 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 16 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 17 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 18 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 19 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 20 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | 12.784,0 | - | -10.176,1 |
| 21 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | - | - | 2.607,9 |
| 22 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | - | - | 2.607,9 |
| 23 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | - | - | 2.607,9 |
| 24 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | - | - | 2.607,9 |
| 25 | 5.015,4 | - | - | 2.407,4 | - | - | 2.607,9 |

Tabla 4.23. Flujos de caja. Alternativa 2-1.

A partir de estas cifras podemos calcular los índices que nos determinan la viabilidad del proyecto a 20 años, que son los siguientes:

V.A.N. = -121.328,82 €

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es mucho más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

4.4.5.2. Alternativa 2-2. 5% sobre la tarifa eléctrica actual.

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.144,93 €. Suponiendo una subida tarifaria del 5%, estar conectados a la red eléctrica nos supondría un coste de 4.352,18 €.

4.4.5.2.1. Cobros ordinarios

El coste anual que nos supone estar conectados a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.352,18 €. Con el 21% de I.V.A. asciende a un total de 5.266,14 €. Este coste lo interpretamos como cobros ordinarios a la hora de realizar el estudio económico puesto que es dinero que deberíamos pagar en caso de estar conectados a la red.

4.4.5.2.2. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012. Por tanto no se considera ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.5.2.3. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones, así como la compra de energía durante los meses en los que la producción no supera al consumo. En el caso de avería o de descarga de las baterías se compraría a la compañía eléctrica la energía necesaria. Se considera un pago ordinario para mantenimiento y averías de 348,9 €/año I.V.A. no incluido, véase apartado 4.4.4.1.4.

Considerando un incremento del 5% en la tarifa eléctrica, el coste anual que nos supone estar conectados a la red eléctrica, tanto para suplir el déficit energético durante los meses menos productivos como para abastecer a la explotación en caso de averías o de descarga de

las baterías, es de 1.722,75 €. Este coste, junto con el de mantenimiento, incluyendo el 21% de I.V.A. hace un total de 2.506,70 €/año.

4.4.5.2.4. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 243.035,11 €, teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 235.000 € al 9,809% de interés anual y plazo de amortización de 20 años.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 235.000 | - | - | - | 243.035,1 | -8.035,1 |
| 1 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 2 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 3 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 4 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 5 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 6 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 7 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 8 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 9 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 10 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 11 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 12 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 13 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 14 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 15 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 16 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 17 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 18 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 19 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 20 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | 12.784,0 | - | -10.024,6 |
| 21 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | - | - | 2.759,4 |
| 22 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | - | - | 2.759,4 |
| 23 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | - | - | 2.759,4 |
| 24 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | - | - | 2.759,4 |
| 25 | 5.266,1 | - | - | 2.506,7 | - | - | 2.759,4 |

Tabla 4.24. Flujos de caja. Alternativa 2-2.

A partir de estas cifras podemos calcular los índices que nos determinan la viabilidad del proyecto a 20 años, que son los siguientes:

V.A.N. = **-119.392,09 €**

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es mucho más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

4.4.5.3. Alternativa 2-3. 10% sobre la tarifa eléctrica actual.

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.144,93 €. Suponiendo una subida tarifaria del 10%, estar conectados a la red eléctrica nos supondría un coste de 4.559,42 €.

4.4.5.3.1. Cobros ordinarios

El coste anual que nos supone estar conectados a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 4.559,42 €. Con el 21% de I.V.A. asciende a un total de 5.516,90 €. Este coste lo interpretamos como cobros ordinarios a la hora de realizar el estudio económico puesto que es dinero que deberíamos pagar en caso de estar conectados a la red.

4.4.5.3.2. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012. Por tanto no se considera ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.5.3.3. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones, así como la compra de energía durante los meses en los que la producción no supera al consumo. En el caso de avería o de descarga de las baterías se compraría a la compañía eléctrica la energía necesaria. Se considera un pago ordinario para mantenimiento y averías de 348,9 €/año I.V.A. no incluido, véase apartado 4.4.4.1.4.

Considerando un incremento del 10% en la tarifa eléctrica, el coste anual que nos supone estar conectados a la red eléctrica, tanto para suplir el déficit energético durante los meses menos productivos como para abastecer a la explotación en caso de averías o de descarga de las baterías, es de 1.804,78 €. Este coste, junto con el de mantenimiento, incluyendo el 21% de I.V.A. hace un total de 2.605,95 €/año.

4.4.5.3.4. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 243.035,11 €, teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 235.000 € al 9,809% de interés anual fijo y plazo de amortización de 20 años.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 235.000 | - | - | - | 243.035,1 | -8.035,1 |
| 1 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 2 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 3 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 4 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 5 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 6 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 7 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 8 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 9 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 10 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 11 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 12 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 13 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 14 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 15 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 16 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 17 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 18 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 19 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 20 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | 12.784,0 | - | -9.873,1 |
| 21 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | - | - | 2.910,9 |
| 22 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | - | - | 2.910,9 |
| 23 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | - | - | 2.910,9 |
| 24 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | - | - | 2.910,9 |
| 25 | 5.516,9 | - | - | 2.606,0 | - | - | 2.910,9 |

Tabla 4.25. Flujos de caja. Alternativa 2-3.

A partir de estas cifras podemos calcular los índices que nos determinan la viabilidad del proyecto a 20 años, que son los siguientes:

V.A.N. = -117.455,37 €

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es mucho más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

4.4.5.4. Umbral de rentabilidad

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red.

| Consumo kWh | Precio kWh | Total cobros (€) | Total pagos (€) |
|-------------|------------|------------------|-----------------|
| 28.904 | 0,504561 | 19.063,7 | 6.964,6 |

Tabla 4.26. Precio umbral kWh. Alternativa 2.

Con este coste por kWh el balance sería:

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 235.000 | - | - | - | 243.035,1 | -8.035,1 |
| 1 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 2 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 3 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 4 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 5 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 6 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 7 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 8 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 9 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 10 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 11 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 12 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 13 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 14 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 15 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 16 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 17 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 18 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 19 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 20 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | 12.784,0 | - | -684,9 |
| 21 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | - | - | 12.099,1 |
| 22 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | - | - | 12.099,1 |
| 23 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | - | - | 12.099,1 |
| 24 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | - | - | 12.099,1 |
| 25 | 19.063,7 | - | - | 6.964,6 | - | - | 12.099,1 |

Tabla 4.27. Flujos de caja en umbral de rentabilidad. Alternativa 2.

Y obtendríamos:

V.A.N. = 0,00

T.I.R. = 6,00 %

Por tanto, para que la instalación comenzase a ser rentable, el precio del kWh debería ser superior a 0,504561 €, lo que supondría un incremento del 317,77 %.

4.4.6. ALTERNATIVA 3. SISTEMA DE 4 SEGUIDORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

4.4.6.1. Alternativa 3-1. Retribución por kWh actual

En estos momentos, las instalaciones fotovoltaicas están reguladas por el Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre. En éste se hace distinción de las instalaciones fotovoltaicas en función de su ubicación.

A efectos de la tarifa a retribuir, las instalaciones se clasifican en:

TIPO I: Instalaciones en cubiertas o fachadas, uso residencial, servicios, comercial, industrial o agropecuario.

Subtipo I.1. Potencia menor o igual a 20 KW

Subtipo I.2. Potencia mayor a 20 KW

TIPO II: Instalaciones sobre suelo (huertas solares, parques fotovoltaicos...)

Nuestra instalación es una instalación del tipo II puesto que está situada en el suelo y no en la cubierta de una nave.

Según el artículo 4 del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, quedó suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de las solicitudes de instalaciones de tecnología fotovoltaica que hubieran sido presentadas a las convocatorias correspondientes a 2012. Del mismo modo, quedó sin efecto la celebración de las convocatorias de preasignación correspondientes al año 2012 y sucesivos. Por tanto, como tarifa aplicable vamos a considerar los valores de las tarifas que fueron de aplicación para la convocatoria del primer trimestre de 2012, que son:

- Subtipo I.1: 26,6208 c€/kWh
- Subtipo I.2: 19,3170 c€/kWh
- Tipo II: 12,1716 c€/kWh

Así pues asigno una retribución por kWh de 0,121716 €/kWh.

4.4.6.1.1. Resumen del presupuesto

A continuación se muestra el resumen del presupuesto desglosado en capítulos, correspondiente al volumen de obra total del proyecto formado por un sistema de dos seguidores aislados de la red eléctrica. El presupuesto completo puede observarse en el anexo X.

RESUMEN DE PRESUPUESTO

| CAPITULO | RESUMEN | EUROS | % |
|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------|-------|
| 01 | MOVIMIENTO DE TIERRAS..... | 1.438,82 | 1,13 |
| 02 | ESTRUCTURA..... | 59.748,04 | 46,99 |
| 03 | EQUIPOS..... | 42.209,88 | 33,20 |
| 04 | INSTALACIÓN ELÉCTRICA..... | 12.978,90 | 10,21 |
| 05 | CASETA BATERÍAS Y CUADROS..... | 1.755,32 | 1,38 |
| 06 | URBANIZACIÓN..... | 5.039,65 | 3,96 |
| 07 | SEGURIDAD Y SALUD..... | 3.703,21 | 2,91 |
| 08 | PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS..... | 269,70 | 0,21 |
| TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL | | 127.143,52 | |
| | 13,00% Gastos generales..... | 16.528,66 | |
| | 6,00% Beneficio industrial..... | 7.628,61 | |
| SUMA DE G.G. y B.I. | | 24.157,27 | |
| | 21,00% I.V.A..... | 31.773,17 | |
| TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA | | 183.073,96 | |
| TOTAL PRESUPUESTO GENERAL | | 183.073,96 | |

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CIENTO OCHENTA Y TRES MIL SETENTA Y TRES EUROS con NOVENTA Y SEIS CÉNTIMOS

, a 8 de mayo de 2013.

LA PROPIEDAD

LA DIRECCION FACULTATIVA

Figura 4.15. Resumen del presupuesto. Alternativa 3.

4.4.6.1.2. Cobros ordinarios

Como cobros ordinarios se considera la retribución por kWh producido. Esta retribución es de 0,121716 €/kWh.

| Producción (kWh/año) | Precio kWh (€/kWh) | Total (€/año) |
|----------------------|--------------------|---------------|
| 65.098 | 0,121716 | 7.923,47 |

Tabla 4.28. Retribución por kWh.

Por tanto, el total de cobros ordinarios asciende a 7.923,47 €/año.

4.4.6.1.3. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012.

En lo que se refiere a ayudas por parte del estado, en 2012, debido a la situación de crisis financiera que azota al país, el gobierno ha retirado todas las ayudas a las energías renovables por lo que no podemos contar con ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.6.1.4. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones así como las reparaciones que fuese necesario realizar. Según el DB HE-5 del CTE, las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se basan en un plan de vigilancia y un plan de mantenimiento preventivo.

El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario. El plan de mantenimiento preventivo son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. Debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo. Se considera un pago ordinario relativo a las operaciones de vigilancia y mantenimiento de 300 €/año.

La revisión anual de los equipos de extinción de incendios también se considera un pago ordinario, que asciende a 48,9 €/año. Por tanto los pagos ordinarios, incluyendo el 21% de I.V.A. ascienden a 422,17 €/año.

4.4.6.1.5. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 183.073,96 €, teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 175.000 € al 9,809% de interés anual y plazo de amortización de 20 años.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 175.000,0 | - | - | - | 183.073,96 | -8.074,0 |
| 1 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 2 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 3 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 4 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 5 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 6 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 7 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 8 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 9 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 10 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 11 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 12 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 13 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 14 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 15 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 16 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 17 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 18 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 19 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 20 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -2.018,7 |
| 21 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | | - | 7.501,3 |
| 22 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | | - | 7.501,3 |
| 23 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | | - | 7.501,3 |
| 24 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | | - | 7.501,3 |
| 25 | 7.923,5 | - | - | 422,2 | | - | 7.501,3 |

Tabla 4.29. Flujos de caja. Alternativa 3-1.

A partir de estas cifras podemos calcular los índices que nos determinan la viabilidad del proyecto a 25 años, que son los siguientes:

$$\text{V.A.N.} = -21.376,16 \text{ €}$$

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno no resulta rentable una instalación solar fotovoltaica.

4.4.6.2. Alternativa 3-2. 5% sobre la retribución actual.

4.4.6.2.1. Cobros ordinarios

De la misma manera que se supone un incremento del 5% en la tarifa eléctrica se va a suponer el mismo incremento en la retribución por kWh inyectado a la red. Por tanto, el total de cobros ordinarios asciende a 8.319,64 €/año.

4.4.6.2.2. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012.

En lo que se refiere a ayudas por parte del estado, en 2012, debido a la situación de crisis financiera que azota al país, el gobierno ha retirado todas las ayudas a las energías renovables por lo que no podemos contar con ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.6.2.3. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones así como las reparaciones que fuese necesario realizar. Consideramos un pago ordinario de 422,17 €/año, I.V.A. incluido, véase apartado 4.4.6.1.4.

4.4.6.2.4. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 183.073,96 €, teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 175.000 € al 9,809% de interés anual y plazo de amortización de 20 años.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 175.000,0 | - | - | - | 183.074,0 | -8.074,0 |
| 1 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 2 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 3 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 4 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 5 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 6 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 7 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 8 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 9 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 10 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 11 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 12 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 13 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 14 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 15 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 16 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 17 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 18 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 19 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 20 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.622,6 |
| 21 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | | - | 7.897,5 |
| 22 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | | - | 7.897,5 |
| 23 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | | - | 7.897,5 |
| 24 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | | - | 7.897,5 |
| 25 | 8.319,6 | - | - | 422,2 | | - | 7.897,5 |

Tabla 4.30. Flujos de caja. Alternativa 3-2.

A partir de estas cifras podemos calcular los índices que nos determinan la viabilidad del proyecto a 20 años, que son los siguientes:

$$\text{V.A.N.} = -16.311,78 \text{ €}$$

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno no resulta rentable una instalación solar fotovoltaica.

4.4.6.3. Alternativa 3-3. 10% sobre la retribución actual

4.4.6.3.1. Cobros ordinarios

De la misma manera que se supone un incremento del 10% en la tarifa eléctrica se va a suponer el mismo incremento en el precio de venta de la energía. Por tanto, el total de cobros ordinarios asciende a 8.319,64 €/año.

4.4.6.3.2. Subvenciones y ayudas

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012.

En lo que se refiere a ayudas por parte del estado, en 2012, debido a la situación de crisis financiera que azota al país, el gobierno ha retirado todas las ayudas a las energías renovables por lo que no podemos contar con ningún tipo de ayuda ni subvención.

4.4.6.3.3. Pagos ordinarios

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones así como las reparaciones que fuese necesario realizar. Consideramos un pago ordinario de 422,17 €/año, I.V.A. incluido, véase apartado 4.4.6.1.4.

4.4.6.3.4. Análisis de la inversión

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 183.073,96 €, teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que, para la financiación del proyecto, el promotor solicitará un préstamo a una entidad financiera por un importe de 175.000 € al 9,809% de interés anual y plazo de amortización de 20 años.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 175.000,0 | - | - | - | 183.074,0 | -8.074,0 |
| 1 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 2 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 3 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 4 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 5 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 6 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 7 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 8 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 9 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 10 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 11 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 12 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 13 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 14 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 15 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 16 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 17 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 18 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 19 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 20 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -1.226,4 |
| 21 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | - | - | 8.293,7 |
| 22 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | - | - | 8.293,7 |
| 23 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | - | - | 8.293,7 |
| 24 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | - | - | 8.293,7 |
| 25 | 8.715,8 | - | - | 422,2 | - | - | 8.293,7 |

Tabla 4.31. Flujos de caja. Alternativa 3-3.

A partir de estas cifras podemos calcular los índices que nos determinan la viabilidad del proyecto a 20 años, que son los siguientes:

$$V.A.N. = -11.247,27 \text{ €}$$

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno no resulta rentable una instalación solar fotovoltaica.

4.4.6.4. Umbral de rentabilidad

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red.

| Consumo kWh | Precio kWh | Total € |
|-------------|------------|---------|
| 65.098 | 0,147403 | 9.595,7 |

Tabla 4.32. Precio umbral kWh. Alternativa 3.

Con este coste por kWh el balance sería:

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO PREST | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|-----|-----------|-------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|
| 0 | - | 175.000,0 | - | - | - | 183.074,0 | -8.074,0 |
| 1 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 2 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 3 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 4 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 5 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 6 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 7 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 8 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 9 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 10 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 11 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 12 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 13 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 14 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 15 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 16 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 17 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 18 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 19 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 20 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | 9.520,0 | - | -346,5 |
| 21 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | - | - | 9.173,5 |
| 22 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | - | - | 9.173,5 |
| 23 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | - | - | 9.173,5 |
| 24 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | - | - | 9.173,5 |
| 25 | 9.595,7 | - | - | 422,2 | - | - | 9.173,5 |

Tabla 4.33. Flujos de caja en umbral de rentabilidad. Alternativa 3.

Y obtendríamos:

V.A.N. = 0,00 €

T.I.R. = 6,00 %

Por tanto, para que la instalación comenzase a ser rentable, la retribución por kWh inyectado a la red eléctrica debería ser superior a 0,147403 €, lo que supondría un incremento del 21,1%.

5. CONCLUSIONES

El principal objetivo de este estudio radica en la búsqueda de una disminución de la factura eléctrica de la explotación. Para ello me he centrado en las energías renovables por ser unas energías limpias, seguras e inagotables, y entre ellas en la energía solar fotovoltaica por su gran flexibilidad y adaptabilidad a las necesidades del usuario final.

Dentro de la energía solar fotovoltaica, y como se ha expuesto a lo largo del presente proyecto, existen diversos tipos de instalaciones. Se ha elegido comparar la rentabilidad de dos instalaciones aisladas de la red eléctrica y una conectada a ella, dimensionadas en función de las necesidades energéticas de la explotación. Esto se ha llevado a cabo con el fin de valorar la rentabilidad de los distintos tipos de instalaciones que hoy en día se encuentran disponibles en el mercado y la repercusión que la eliminación de ayudas y subvenciones supondrá para este tipo de instalaciones en un futuro próximo.

A continuación se muestran los resultados obtenidos. La alternativa 1 está formada por cuatro seguidores aislados de la red eléctrica, la alternativa 2 por dos seguidores solares aislados de la red, y la tercera alternativa consta de cuatro seguidores conectados a la red eléctrica.

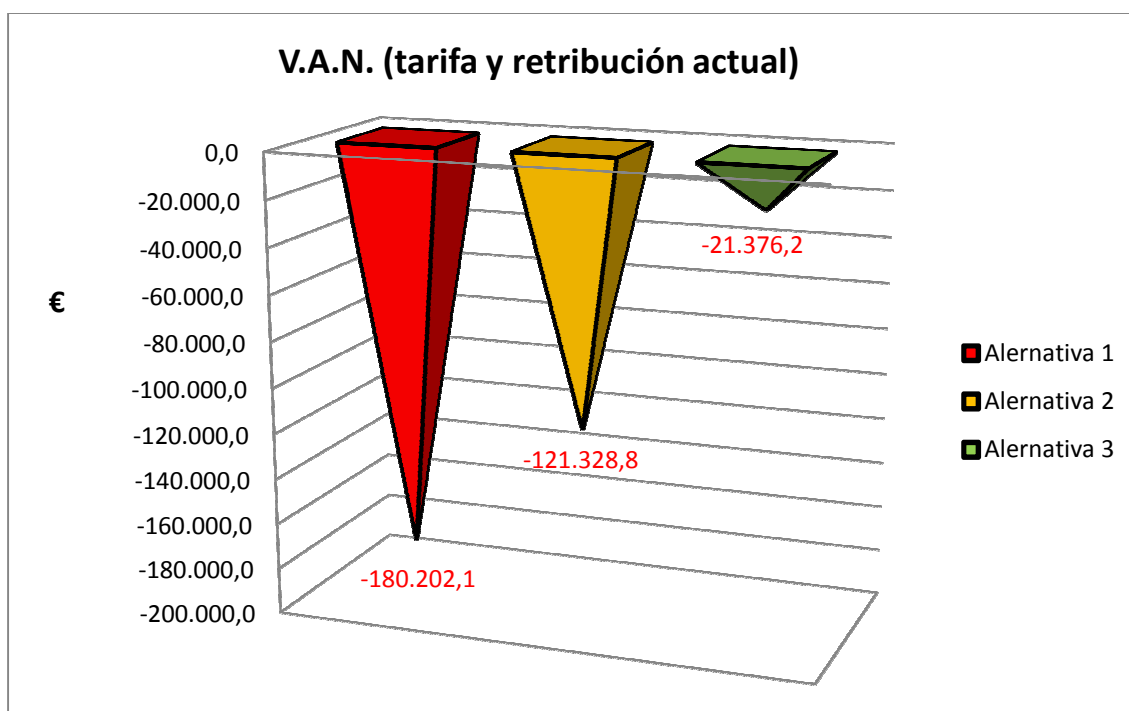


Figura 5.1. VAN tarifa y retribución actual.

Como podemos observar, la mayor rentabilidad se obtiene suministrando la energía eléctrica directamente de la red sin usar placas solares, debido a la falta de ayudas y al bajo coste del kWh en España. Con la retribución actual por kWh inyectado a la red eléctrica tampoco resulta rentable el uso de los terrenos anejos a la granja para montar una central fotovoltaica de pequeñas dimensiones. Sin las ayudas que el gobierno daba hasta hace poco, las cua-

les han sido suprimidas a causa de la crisis financiera que azota a nuestro país, no resulta viable una inversión de estas características por su elevado coste y bajo rendimiento dado el tamaño reducido de nuestro terreno.

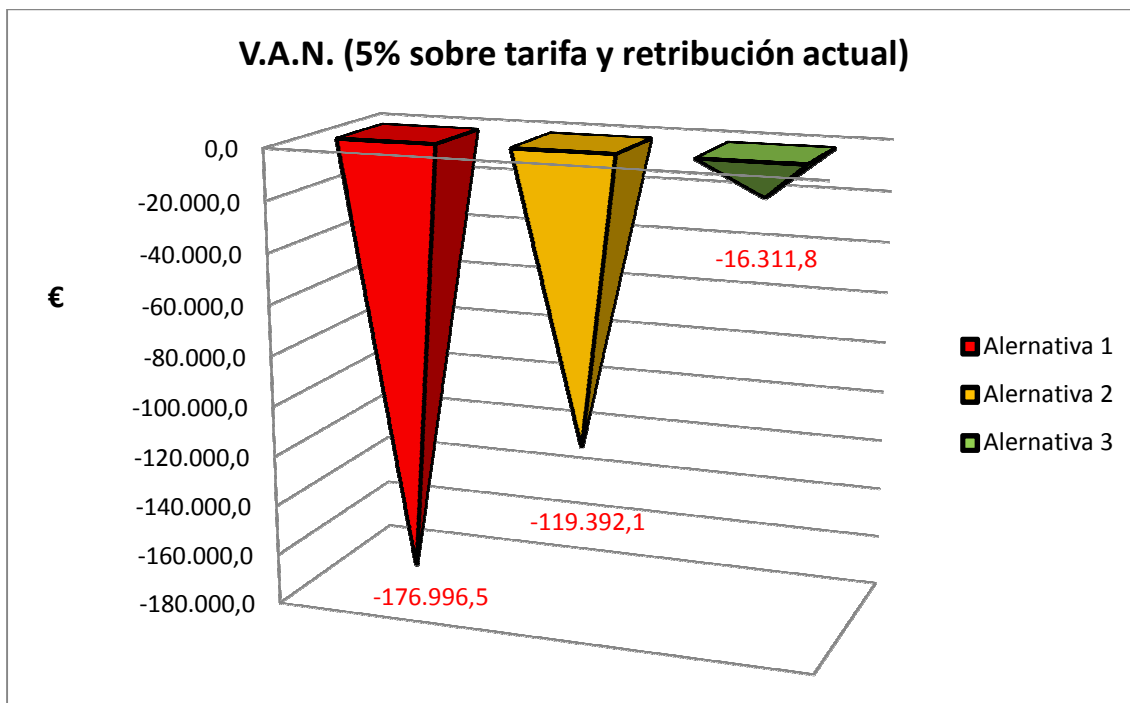


Figura 5.2. VAN 5% sobre tarifa y retribución actual.

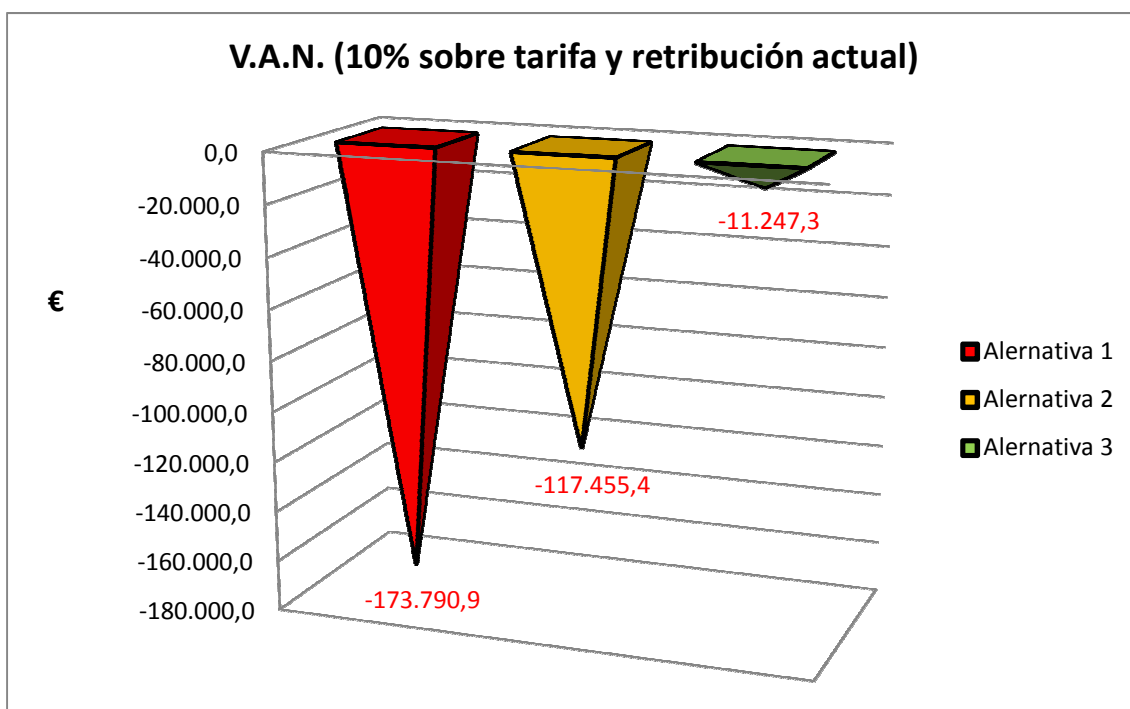


Figura 5.3. VAN 10% sobre tarifa y retribución actual.

Como podemos observar en las figuras anteriores, con un incremento del 5% o del 10% sobre la tarifa eléctrica y la retribución por kWh inyectado a la red, las instalaciones aisladas de la red quedan muy lejos de la rentabilidad, mientras que las instalaciones conectadas a red se aproximan, aunque sin llegar, a la rentabilidad.

En la siguiente figura se muestra el umbral de rentabilidad de las instalaciones, es decir, el precio por kWh al que debería estar la tarifa eléctrica y la retribución por kWh inyectado a la red para que resultaran viables (V.A.N. = 0 €).

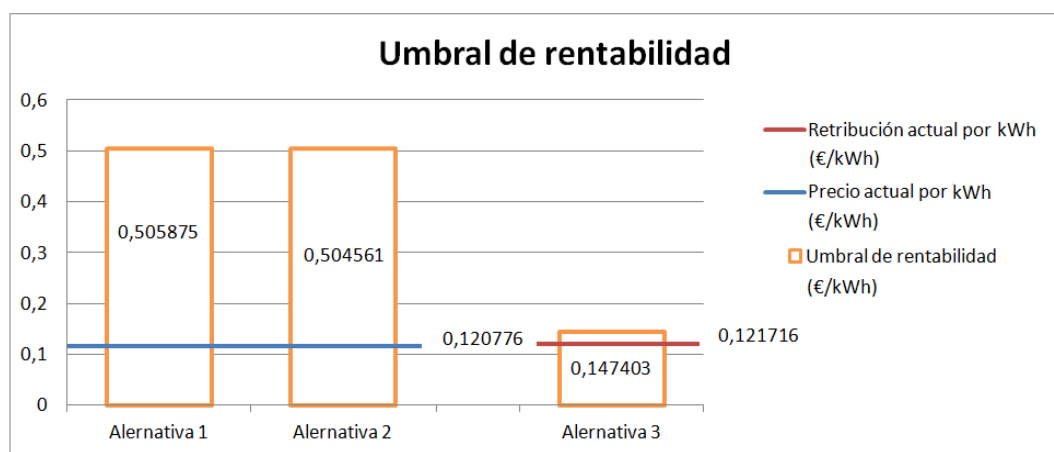


Figura 5.4. Umbral de rentabilidad.

Por tanto, en el supuesto caso de que se concedieran subvenciones, o se incrementara la retribución por kWh inyectado a la red eléctrica, la mejor opción dada nuestra situación y el terreno disponible sería el sistema conectado a red, puesto que de las 3 instalaciones estudiadas es la que mejores resultados aporta, por su bajo coste de instalación y mantenimiento y su buen rendimiento energético.

6. BIBLIOGRAFÍA

Referencias bibliográficas

PAREJA APARICIO, Miguel. *Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. Barcelona: Marcombo, 2010.

JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN. *Energía solar fotovoltaica. Manual del instalador*. 2004

MASIP LOZANO, Oriol. *Diseño de una planta solar fotovoltaica conectada a la red*. Proyecto fin de carrera. Universitat Rovira i Virgili, 2009.

NAVARRO GÓMEZ DE SEGURA, César. *Diseño de una planta solar fotovoltaica para abastecer a una granja de cerdas madres, y sus posibles alternativas*. Proyecto-Trabajo fin de carrera. Universidad de Zaragoza, 2011.

CALVO MEDRÁN, Javier. *Diseño y análisis de instalación fotovoltaica conectada a red de 500 kWn*. Proyecto fin de carrera. Universidad de Zaragoza, 2011.

SANTAMARÍA CABODEVILLA, Daniel. *Instalación eléctrica mediante energías renovables en una quesería de D.O. Idiazábal aislada de red en Salvatierra*. Proyecto fin de carrera. Universidad Pública de Navarra, 2011.

FALK, ANTONY, CHRISTIAN DURSCHE, KARL-HEINZ REMMERS. *Fotovoltaica para profesionales: diseño, instalación y comercialización de plantas solares fotovoltaicas*. Promotora general de estudios, S.A., 2006.

Reglamento Electrotécnico para Baja tensión. 2002.

Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE). 2006.

IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*. Madrid, 2009.

IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Madrid, 2011.

EPIA. *Global market Outlook for photovoltaic's until 2016*. 2012.

Referencias web

www.aemet.es (Asociación estatal de meteorología)

www.asif.org (Asociación de la industria fotovoltaica)

www.concordebattery.com (Fabricante de baterías)

www.degereenergie.de (Fabricante de seguidores solares)

www.iberdrola.es (Compañía eléctrica)

www.ibr-solar.de (Fabricante de paneles solares)

www.kaco-newenergy.de (Fabricante de inversores)

www.minetur.gob.es (Ministerio de industria energía y turismo)

www.photon.com.es

www.sma-iberica.com (Fabricante de inversores)

www.suelosolar.es

www.victronenergy.com (Fabricante de inversores)

www.vidasostenible.org

Software utilizado

AUTOCAD (Planos)

DAISA (Simulación de alumbrado de emergencia)

PRESTO (Presupuestos)

PVGIS (Base de datos)

PVSyst (simulación de la producción de la planta)