

Proyecto Trabajo Final

2016

EDIFICIO SUSTENTABLE MEDIANTE USO DE ENERGÍA SOLAR

Autor: Karina Sullivan
Ingeniería Electromecánica

Tutor: Mg. Ing. Susana Jacob
Co-Tutor: Ing. Guillermo Murcia

Evaluadores:

Ing. Julio Branda
Ing. Oscar Noguera
Ing. Eduardo Garin

Suplente: Ing. Juan Antonio Suárez



RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Proyecto Trabajo Final

2016

EDIFICIO SUSTENTABLE MEDIANTE USO DE ENERGÍA SOLAR

Autor: Karina Sullivan
Ingeniería Electromecánica

Tutor: Mg. Ing. Susana Jacob
Co-Tutor: Ing. Guillermo Murcia

Evaluadores:

Ing. Julio Branda
Ing. Oscar Noguera
Ing. Eduardo Garin

Suplente: Ing. Juan Antonio Suárez

ÍNDICE

| | |
|---|----------|
| INTRODUCCIÓN..... | 7 |
| OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO | 8 |
| CAPÍTULO 1..... | 9 |
| 1. ENERGÍA | 9 |
| 1.1. UNIDADES DE MEDIDA DE ENERGÍA..... | 9 |
| 1.2. ENERGÍA COMO RECURSO NATURAL..... | 9 |
| 1.3. PROPIEDADES DE LA ENERGÍA | 9 |
| 1.4. FUENTES DE ENERGÍA..... | 10 |
| 1.5. CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA..... | 10 |
| 1.5.1. <i>ENERGÍAS PRIMARIAS</i> | 11 |
| 1.5.2. <i>ENERGÍAS SECUNDARIAS</i> | 11 |
| 1.6. ENERGÍAS RENOVABLES..... | 11 |
| 1.6.1. <i>ENERGÍA SOLAR</i> | 12 |
| 1.6.2. <i>ENERGÍA EÓLICA</i> | 12 |
| 1.6.3. <i>ENERGÍA MINIHIDRÁULICA</i> | 12 |
| 1.6.4. <i>ENERGÍA DE LA BIOMASA</i> | 13 |
| 1.6.5. <i>ENERGÍA MAREOMOTRIZ Y DE LAS OLAS</i> | 13 |
| 1.6.6. <i>ENERGÍA GEOTÉRMICA</i> | 13 |
| 1.7. ENERGÍAS NO RENOVABLES | 14 |
| 1.7.1. <i>COMBUSTIBLES FÓSILES</i> | 14 |
| 1.7.1.1. CARBÓN..... | 14 |
| 1.7.1.2. PETRÓLEO..... | 15 |
| 1.7.1.3. GAS NATURAL | 15 |
| 1.7.2. <i>ENERGÍA NUCLEAR</i> | 15 |
| 1.8. SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL..... | 15 |
| 1.9. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ARGENTINA | 16 |
| 1.10. MARCO REGULATORIO | 17 |
| 1.10.1. <i>Ley Nacional N° 26190/2006</i> | 17 |
| 1.10.2. <i>Ley Nacional 25.019</i> | 18 |
| 1.10.3. <i>Resolución SE 108/11 del 29/3/2011</i> | 18 |
| 1.10.4. <i>Leyes Provinciales</i> | 19 |
| 1.10.4.1. Córdoba | 19 |
| 1.10.4.2. Buenos Aires..... | 19 |
| 1.10.4.3. Chubut..... | 20 |
| 1.10.4.4. La Pampa..... | 20 |
| 1.10.4.5. Mendoza | 20 |
| 1.10.4.6. Misiones | 21 |
| 1.10.4.7. Neuquén..... | 21 |
| 1.10.4.8. Santa Cruz | 22 |
| 1.10.4.9. Santa Fe..... | 22 |
| 1.10.4.10. CABA | 22 |
| 1.10.5. <i>LEYES EN LA REGIÓN</i> | 23 |
| 1.10.5.1. BRASIL | 23 |
| 1.10.5.2. CHILE..... | 23 |
| 1.10.5.3. URUGUAY | 23 |
| 1.10.5.4. ECUADOR | 24 |
| 1.10.6. <i>LEYES EN EUROPA</i> | 24 |
| 1.10.6.1. ESPAÑA..... | 24 |

| | |
|--|-----------|
| CAPÍTULO 2 | 26 |
| 2. ENERGÍA SOLAR | 26 |
| 2.1. DEFINICIONES..... | 28 |
| 2.2. TECNOLOGÍAS SOLARES..... | 32 |
| CAPÍTULO 3 | 34 |
| 3.1. C.I.C.: CENTRO DE INTEGRACIÓN COMUNITARIO | 34 |
| 3.2. CASO EN ESTUDIO | 34 |
| 3.3. CIUDAD DE MAR DEL PLATA | 42 |
| 3.4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR..... | 43 |
| 3.5. INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES | 45 |
| CAPÍTULO 4 | 49 |
| 4.1. DISEÑO DE INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO FOTOTÉRMICO | 49 |
| 4.2. TIPOS DE COLECTORES SOLARES PARA CALENTAR AGUA | 49 |
| 4.2.1. COLECTORES DE PLACA PLANA CON CUBIERTA..... | 50 |
| 4.2.2. COLECTORES DE PLACA PLANA SIN CUBIERTA..... | 52 |
| 4.2.3. COLECTORES DE TUBOS DE VACÍO..... | 52 |
| 4.2.3.1. DE FLUJO DIRECTO..... | 53 |
| 4.2.3.2. CON TUBO DE CALOR (HEAT PIPE) | 54 |
| 4.3. PÉRDIDAS DE CAPTADORES SOLARES PLANOS..... | 55 |
| 4.4. EL RENDIMIENTO DE UN CAPTADOR SOLAR..... | 57 |
| 4.5. DIMENSIONADO Y CÁLCULO | 59 |
| 4.5.1. DATOS DE PARTIDA | 59 |
| 4.5.2. MÉTODOS DE CÁLCULO PARA EL DIMENSIONADO BÁSICO | 59 |
| 4.6. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN | 61 |
| 4.6.1. <i>Determinación de la demanda energética para el calentamiento de agua destinada a la producción de agua caliente sanitaria.</i> | 61 |
| 4.6.2. <i>Determinación de la irradiación solar incidente en la superficie inclinada de los captadores.</i> | 65 |
| 4.6.3. <i>Elección del captador.</i> | 66 |
| 4.6.4. <i>Cálculo del parámetro D_1.</i> | 68 |
| 4.6.5. <i>Cálculo del parámetro D_2.</i> | 70 |
| 4.6.6. <i>Determinación del valor de f.</i> | 73 |
| 4.6.7. <i>Determinación de la cobertura solar o fracción solar mensual</i> | 75 |
| 4.6.8. <i>Determinación de la cobertura solar o fracción solar anual</i> | 75 |
| 4.7. AHORRO DE ENERGÍA CONVENCIONAL | 76 |
| 4.8. SISTEMA DE ENERGÍA CONVENCIONAL AUXILIAR | 77 |
| 4.8.1. <i>Cálculo del sistema de energía auxiliar</i> | 77 |
| 4.9. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR..... | 80 |
| 4.9.1. <i>DISTRIBUCIÓN</i> | 80 |
| 4.10. SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR | 83 |
| 4.11. CIRCUITO PRIMARIO | 83 |
| 4.11.1. <i>UBICACIÓN DE LOS CAPTADORES</i> | 83 |
| 4.11.2. <i>PÉRDIDAS EN LOS COLECTORES SOLARES</i> | 84 |
| 4.11.3. <i>IMPLANTACIÓN DE LOS CAPTADORES</i> | 86 |
| 4.11.4. <i>SEPARACIÓN ENTRE FILAS</i> | 86 |
| 4.11.5. <i>CONEXIÓN DE LOS CAPTADORES</i> | 88 |
| 4.11.6. <i>FLUIDO CALOPORTADOR</i> | 89 |
| 4.11.7. <i>CAUDAL DEL CIRCUITO PRIMARIO SOLAR</i> | 90 |
| 4.11.8. <i>TUBERÍAS DEL CIRCUITO PRIMARIO</i> | 91 |
| 4.11.9. <i>PÉRDIDAS DE CARGA</i> | 92 |

| | | |
|-------------------------|--|------------|
| 4.11.10. | <i>BOMBA CIRCUITO PRIMARIO</i> | 94 |
| 4.11.11. | <i>VASO DE EXPANSIÓN</i> | 97 |
| 4.11.12. | <i>PURGADORES</i> | 102 |
| 4.11.13. | <i>OTROS ELEMENTOS INSTALADOS EN EL CIRCUITO PRIMARIO</i> | 103 |
| 4.11.13.1. | <i>VÁLVULAS DE CORTE</i> | 103 |
| 4.11.13.2. | <i>VÁLVULAS ANTIRRETORNO</i> | 103 |
| 4.11.13.3. | <i>VÁLVULAS DE VACIADO</i> | 103 |
| 4.11.13.4. | <i>VÁLVULAS DE SEGURIDAD</i> | 103 |
| 4.11.13.5. | <i>VÁLVULA MEZCLADORA TERMOSTÁTICA</i> | 104 |
| 4.11.13.6. | <i>ESTRUCTURA SOPORTE DE COLECTORES SOLARES</i> | 104 |
| 4.11.13.7. | <i>FILTROS</i> | 104 |
| 4.11.13.8. | <i>AISLAMIENTO TÉRMICO</i> | 104 |
| 4.11.13.9. | <i>SISTEMA DE CONTROL</i> | 105 |
| 4.11.13.10. | <i>SISTEMA DE MEDIDA</i> | 106 |
| 4.11.13.11. | <i>SISTEMA DE LLENADO</i> | 106 |
| 4.12. | <i>CIRCUITO SECUNDARIO SOLAR</i> | 106 |
| 4.12.1. | <i>FLUIDO DE TRABAJO</i> | 106 |
| 4.12.2. | <i>VOLÚMENES DE ALMACENAMIENTO</i> | 107 |
| 4.12.3. | <i>TUBERÍAS Y PÉRDIDAS DE CARGA DEL SECUNDARIO SOLAR</i> | 107 |
| 4.12.4. | <i>INTERCAMBIADORES</i> | 112 |
| 4.12.5. | <i>BOMBAS DE CIRCULACIÓN</i> | 113 |
| 4.12.6. | <i>DIMENSIONADO DE LAS REDES DE RETORNO DE ACS</i> | 115 |
| 4.13. | <i>MANTENIMIENTO</i> | 117 |
| 4.13.1. | <i>PLAN DE VIGILANCIA</i> | 117 |
| 4.13.2. | <i>PLAN DE MANTENIMIENTO</i> | 117 |
| CAPÍTULO 5 | | 120 |
| 5.1. | <i>DISEÑO DE INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO FOTOVOLTAICO</i> | 120 |
| 5.1.1. | <i>PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO</i> | 120 |
| 5.1.2. | <i>EFECTO FOTOVOLTAICO</i> | 121 |
| 5.2. | <i>COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA</i> | 121 |
| 5.2.1. | <i>GENERADOR FOTOVOLTAICO</i> | 121 |
| 5.2.2. | <i>INVERSOR</i> | 125 |
| 5.3. | <i>TIPOLOGÍAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS</i> | 128 |
| 5.3.1. | <i>PANELES DE SILICIO CRISTALINO</i> | 128 |
| 5.3.2. | <i>Paneles de capa fina</i> | 130 |
| 5.4. | <i>TIPOLOGÍAS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS</i> | 133 |
| 5.4.1. | <i>PLANTAS AISLADAS</i> | 133 |
| 5.4.2. | <i>PLANTAS CONECTADAS A LA RED</i> | 134 |
| 5.4.2.1. | <i>ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA INSTALACIÓN</i> | 134 |
| 5.5. | <i>INTERMITENCIA EN LA GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA</i> | 135 |
| 5.6. | <i>PRODUCCIÓN ENERGÉTICA</i> | 136 |
| 5.6.1. | <i>CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA</i> | 136 |
| 5.6.2. | <i>CURVA TENSIÓN-INTENSIDAD DEL MÓDULO</i> | 138 |
| 5.6.3. | <i>ESQUEMA DE CONEXIÓN A LA RED</i> | 139 |
| 5.6.4. | <i>POTENCIA NOMINAL PICO</i> | 140 |
| 5.6.5. | <i>PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA</i> | 141 |
| 5.6.6. | <i>TENSIONES E INTENSIDADES EN UNA PLANTA FV</i> | 141 |
| 5.6.7. | <i>VARIACIÓN EN LA ENERGÍA PRODUCIDA</i> | 141 |
| 5.6.7.1. | <i>IRRADIANCIA</i> | 142 |
| 5.6.7.2. | <i>TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS</i> | 142 |

| | | |
|-------------------------------|---|------------|
| 5.6.7.3. | SOMBREADO | 143 |
| 5.7. | MÉTODOS DE INSTALACIÓN Y CONFIGURACIONES..... | 144 |
| 5.7.1. | INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA | 144 |
| 5.8. | CÁLCULOS PARA EL C.I.C. | 145 |
| 5.8.1. | DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED | 145 |
| 5.8.2. | CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES A COLOCAR..... | 146 |
| 5.8.2.1. | FORMA DE CONEXIÓN | 150 |
| 5.8.3. | DIMENSIONADO DE LOS INVERSORES. | 151 |
| 5.8.4. | ANCLAJE DE LOS PANELES | 159 |
| 5.8.4.1. | CÁLCULO DE LA DISTANCIA ENTRE FILAS DE PANELES..... | 160 |
| 5.8.4.2. | UBICACIÓN DE LOS PANELES..... | 161 |
| 5.8.4.3. | CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS..... | 162 |
| 5.8.4.4. | CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN | 162 |
| 5.8.4.5. | DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES - PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 163 | |
| 5.8.4.6. | SELECCIÓN DE APARATAJE PARA EL C.I.C..... | 163 |
| 5.8.4.6.1. | CABLEADO | 163 |
| 5.8.4.6.2. | PROTECCIONES | 171 |
| 5.8.5. | CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA..... | 184 |
| 5.8.6. | PUESTA A TIERRA DEL C.I.C..... | 184 |
| 5.9. | MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN..... | 184 |
| 5.9.1. | MANTENIMIENTO CORRECTIVO | 185 |
| 5.9.2. | MANTENIMIENTO PREVENTIVO..... | 185 |
| 5.9.3. | MANTENIMIENTO PREDICTIVO | 186 |
| CAPÍTULO 6 | | 187 |
| 6. ASPECTOS ECONÓMICOS | | 187 |
| 6.1. | ENERGÍA SOLAR TÉRMICA | 187 |
| 6.1.1. | TIEMPO DE AMORTIZACIÓN..... | 187 |
| 6.2. | COSTOS..... | 188 |
| 6.2.1. | ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA | 188 |
| 6.2.2. | BALANCE ECONÓMICO Y PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN | 189 |
| 6.3. | CÁLCULOS ECONÓMICOS EN EL C.I.C. | 189 |
| 6.3.1. | ENERGÍA TÉRMICA..... | 189 |
| 6.3.2. | ENERGÍA FOTOVOLTAICA | 191 |
| 6.4. | ANÁLISIS DE COSTOS. | 193 |
| 6.4.1. | INSTALACIÓN TÉRMICA..... | 193 |
| 6.4.1.1. | COSTOS INICIALES..... | 193 |
| 6.4.1.2. | COSTOS ANUALES | 193 |
| 6.4.1.3. | ANÁLISIS FINANCIERO | 194 |
| 6.4.1.3.1. | INSTALACIÓN TÉRMICA | 195 |
| 6.4.2. | INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA | 200 |
| 6.4.2.1. | COSTOS INICIALES..... | 200 |
| 6.4.2.2. | COSTOS ANUALES | 201 |
| 6.4.2.3. | ANÁLISIS FINANCIERO | 202 |
| 6.4.2.3.1. | INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA..... | 203 |
| CAPÍTULO 7 | | 208 |
| 7. ASPECTO AMBIENTAL | | 208 |
| 7.1. | EL PROTOCOLO DE KYOTO..... | 208 |

| | | |
|--|--|------------|
| 7.1.1. | EL EFECTO INVERNADERO..... | 208 |
| 7.1.2. | EL ACUERDO INTERNACIONAL DEL PROTOCOLO DE KYOTO | 209 |
| 7.2. | ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA..... | 210 |
| 7.2.1. | IMPACTO AMBIENTAL | 210 |
| 7.2.2. | IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DE LA PRODUCCIÓN DE ESFV..... | 210 |
| 7.2.3. | ESFV Y ENERGÍA CONVENCIONAL | 212 |
| 7.2.4. | BENEFICIOS ECOLÓGICOS DE LA ENERGÍA SOLAR..... | 213 |
| 7.3. | ENERGÍA SOLAR TÉRMICA | 215 |
| 7.3.1. | IMPACTO AMBIENTAL | 215 |
| 7.4. | EMISIONES DE CO ₂ EQUIVALENTES..... | 217 |
| 7.4.1. | GENERACIÓN DE AGUA CALIENTE SANITARIA | 218 |
| 7.4.2. | GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD..... | 219 |
| 7.5. | EMISIONES TOTALES | 219 |
| CAPÍTULO 8..... | | 220 |
| 8. CONCLUSIÓN | | 220 |
| 8.1. | INSTALACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA..... | 220 |
| 8.2. | INSTALACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA..... | 221 |
| ANEXO I | | 222 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | | 222 |
| A) | REFERENCIAS INTRODUCCIÓN | 223 |
| B) | REFERENCIAS CAPÍTULO 1 | 223 |
| C) | REFERENCIAS CAPÍTULO 2 | 226 |
| D) | REFERENCIAS CAPÍTULO 3 | 226 |
| E) | REFERENCIAS CAPÍTULO 4 | 227 |
| F) | REFERENCIAS CAPÍTULO 5 | 230 |
| G) | REFERENCIAS CAPÍTULO 6 | 230 |
| H) | REFERENCIAS CAPÍTULO 7 | 231 |
| ANEXO II..... | | 232 |
| CATÁLOGOS COMERCIALES..... | | 232 |
| 4.1. | COLECTORES SOLARES | 233 |
| 4.2. | TANQUE DE ACUMULACIÓN JUNKERS | 234 |
| 4.3. | ENERGÍA AUXILIAR, CALDERA JIT | 235 |
| 4.4. | FLUIDO CALOPORTADOR | 237 |
| 4.5. | CAÑOS ACQUA SYSTEM PN20- 20°C | 238 |
| 4.6. | CAÑOS ACQUA SYSTEM PN20- 60°C | 239 |
| 4.7. | COEFICIENTES DE PÉRDIDA DE CARGA EN ACCESORIOS | 240 |
| 4.8. | CÁLCULO DETALLADO DE LA PÉRDIDA DE CARGA EN CIRCUITO PRIMARIO, AGUA FRÍA Y AGUA CALIENTE | 241 |
| 4.10. | VASO DE EXPANSIÓN..... | 246 |
| 4.11. | VÁLVULA DE CORTE | 252 |
| 4.12. | VÁLVULAS ANTIRRETORNO | 253 |
| 4.13. | VÁLVULA DE VACIADO | 253 |
| 4.14. | VÁLVULA DE SEGURIDAD | 254 |
| 4.15. | VÁLVULA MEZCLADORA TERMOSTÁTICA | 255 |
| 4.16. | ESTRUCTURA DE SOPORTE | 256 |
| 4.17. | AISLAMIENTO TÉRMICO | 258 |
| 4.18. | PÉRDIDA DE CARGA CIRCUITO SECUNDARIO..... | 261 |
| 4.19. | INTERCAMBIADOR | 262 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 4.20. | BOMBA CIRCUITO SECUNDARIO..... | 264 |
| 4.21. | BOMBA CIRCUITO DE RECIRCULACIÓN | 269 |
| 5.1. | PANELES SOLARES..... | 273 |
| 5.2. | INVERSOR..... | 275 |
| 5.3. | ANCLAJE DE LOS PANELES SOLARES | 282 |
| 5.4. | CABLES DE CORRIENTE CONTINUA | 284 |
| 5.6. | BANDEJA AISLANTE – CANALETA | 286 |
| 5.7. | CABLE DE CORRIENTE ALTERNA..... | 293 |
| 5.8. | FUSIBLE DE APLICACIÓN FOTOVOLTAICA | 296 |
| 5.10. | VIGÍA DE AISLACIÓN | 298 |
| 5.11. | INTERRUPTOR DE CORRIENTE CONTINUA | 302 |
| 5.12. | INTERRUPTOR SECCIONADOR DE CORRIENTE CONTINUA | 304 |
| 5.13. | INTERRUPTOR SECCIONADOR DE CORRIENTE ALTERNA..... | 306 |
| 5.14. | INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO | 307 |
| 5.15. | INTERRUPTOR DIFERENCIAL | 310 |
| 5.16. | INTERRUPTOR SECCIONADOR | 312 |
| 5.17. | INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO..... | 313 |
| 5.18. | CONTADOR BIDIRECCIONAL | 316 |
| 5.19. | ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN | 318 |
| 5.20. | CURVAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES | 319 |
| 5.21. | CARACTERÍSTICAS DE PUESTA A TIERRA EN PLANTAS FOTOVOLTAICAS..... | 320 |
| A. | 5.19. PLANTAS CON TRANSFORMADOR..... | 320 |
| A. | 5.19.1. MASAS AGUAS ARRIBA DEL TRANSFORMADOR..... | 320 |
| A. | 5.19.1.1 PLANTA CON SISTEMA IT | 320 |
| A. | 5.19.1.2 PLANTA CON SISTEMA TN | 320 |
| A. | 5.19.2. MASAS AGUAS ABAJO DEL TRANSFORMADOR | 321 |
| 6.1. | FLUJOS MONETARIOS, TARIFA ACTUAL..... | 325 |
| 6.2. | FLUJOS MONETARIOS, CON AUMENTO DE 200%..... | 326 |
| 6.3. | FLUJOS MONETARIOS, CON AUMENTO DE 500%..... | 327 |
| 6.4. | FLUJOS MONETARIOS, CON AUMENTO DE 750%..... | 328 |
| 6.5. | FLUJOS MONETARIOS, CON AUMENTO DE 1000%..... | 329 |
| 6.6. | RÉGIMEN TARIFARIO DE EDEA | 330 |
| 6.7. | COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON 100% DE AUMENTO | 333 |
| 6.8. | COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON 200% DE AUMENTO | 333 |
| 6.9. | FLUJOS MONETARIOS, CON AUMENTO DE 100%..... | 334 |
| 6.10. | FLUJOS MONETARIOS, CON AUMENTO DE 200%..... | 335 |

INTRODUCCIÓN

El uso de energías renovables se configura como una exigencia inevitable, tanto desde un punto de vista social como técnico. El aumento exponencial del consumo de energía, relacionado con el desarrollo tecnológico de las sociedades postindustriales y las afecciones ambientales que conlleva, con las nuevas regulaciones que limitan las emisiones de CO₂, conducen a la búsqueda de energía no contaminantes, y especialmente aquellas que aprovechan el ciclo natural de nuestro planeta y no interfieren en él.

El 17 de Octubre de 1973 comienza lo que se denomina como la primera gran crisis del petróleo, a raíz de la decisión de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo Árabes de no exportar más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur, que enfrentaba a Israel con Siria y Egipto. Esta medida incluía a Estados Unidos y sus aliados de Europa Occidental.

Tras esta primera crisis las potencias mundiales toman conciencia de la importancia de aumentar la investigación y desarrollo de nuevas fuentes energéticas, vitales para el desarrollo tecnológico de cualquier nación.

Por utilizarse mayormente derivados del petróleo, sabiendo que el mismo es un recurso no renovable, se hace necesaria una búsqueda de nuevas fuentes de energía.

Siendo otra de las razones que impulsan el desarrollo de energías renovables, disminuir la contaminación atmosférica, la cual es causada por los gases de efecto invernadero, que se originan mayormente por quema de combustibles de origen fósil. El 80% de la energía consumida a escala mundial procede de combustibles fósiles, siendo, tan sólo, el 4% procedente de fuentes renovables. [1]

Se debe tener en cuenta que, las energías renovables no emiten gases de efecto invernadero, entonces, contribuyen a mitigar el cambio climático. Tampoco emiten gases nocivos ni generan residuos que pudieran ser dañinos para la naturaleza o los seres humanos.

Poco a poco, la población va tomando conciencia de los efectos que tiene la emisión de gases contaminantes y el cambio climático que esto está produciendo. Por ello, cada día más, se va tomando conciencia de la importancia de apostar por este tipo de energías en el futuro.

Si a los beneficios que produce climatológicamente hablando, se le suman los beneficios económicos que se podrían obtener, podemos estar hablando de una de las energías renovables más importantes en el futuro próximo.

OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO

En este proyecto se busca realizar un edificio energéticamente sustentable, es por ello que se va a analizar la posibilidad de la instalación de dos sistemas de aprovechamiento de energía solar.

En la primera de las instalaciones se va a generar el agua caliente sanitaria que se consume en el edificio, esto es mediante el uso de la energía solar térmica que se consigue con la colocación de colectores solares.

La segunda instalación es de energía fotovoltaica, en la que se genera una porción de la energía eléctrica a consumir en el edificio. La misma se encontrará conectada a la red para que en todo momento se satisfagan las demandas del edificio en caso de que la instalación solar no llegue a cubrirla.

El alcance del proyecto incluye:

- Dimensionado del sistema solar térmico, con el cálculo del número de captadores necesarios, energía auxiliar, volúmenes de acumulación, así como el diseño de los circuitos primario y secundario solar, especificando las bombas, intercambiadores y recuperador de calor, y red de tuberías.
- Dimensionado del sistema solar fotovoltaico, donde se incluye el aporte de energía solar, cálculo del número de paneles necesario, dimensionado de inversores y sistemas de protección.
- Estimación de las inversiones iniciales para ambos proyectos y evaluación de rentabilidad

CAPÍTULO 1

1. ENERGÍA

El término energía tiene diversas acepciones y definiciones, relacionadas con la idea de una capacidad para obrar, transformar o poner en movimiento.

En física, se define como la capacidad para realizar un trabajo. En tecnología y economía, se refiere a un recurso natural para extraerla, transformarla y darle un uso industrial o económico.

1.1. UNIDADES DE MEDIDA DE ENERGÍA

La unidad de energía definida por el Sistema Internacional de Unidades es el Joule (J), que se define como el trabajo realizado por una fuerza de un Newton en un desplazamiento de un metro en la dirección de la fuerza, es decir, equivale a multiplicar un Newton por un metro.

1.2. ENERGÍA COMO RECURSO NATURAL

En tecnología y economía, una fuente de energía es un recurso natural, así como la tecnología asociada para explotarla y hacer un uso industrial y económico del mismo. La energía en sí misma nunca es un bien para el consumo final sino un bien intermedio para satisfacer otras necesidades en la producción de bienes y servicios.

Es común clasificar las fuentes de energía según incluyan el uso irreversible o no de ciertas materias primas, como combustibles o minerales radioactivos. Según este criterio se habla de dos grandes grupos de fuentes de energía explotables tecnológicamente: energías renovables y no renovables. [2]

1.3. PROPIEDADES DE LA ENERGÍA

LA ENERGÍA TIENE 3 PROPIEDADES BÁSICAS:

- **Se transforma.** La energía no se crea, sino que se transforma, siendo durante esta transformación cuando se ponen de manifiesto las diferentes formas de energía.
- **Se conserva.** Al final de cualquier proceso de transformación energética nunca puede haber más o menos energía que la que había al principio, siempre se mantiene. La energía no se destruye.
- **Se transfiere.** La energía pasa de un cuerpo a otro en forma de calor, ondas o trabajo. [3]

1.4. FUENTES DE ENERGÍA

Las fuentes de energía son los recursos existentes en la naturaleza de los que la humanidad puede obtener energía utilizable en sus actividades.

El origen de casi todas las fuentes de energía es el sol, que "recarga los depósitos de energía". Las fuentes de energías se clasifican en dos grandes grupos: renovables y no renovables; según sean recursos "ilimitados" o "limitados".

1.5. CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA

La primera distinción que se puede hacer en relación a un determinado tipo de energía, es la fuente de la cual proviene. Se distinguen dos fuentes:

- Fuente Primaria, si es que el energético proviene desde un recurso natural, más conocidos como energéticos primarios.
- Fuente Secundaria, si es que el energético proviene de la transformación de otro energético ya procesado, más conocidos como energéticos secundarios.

Se denomina energía primaria a los recursos naturales disponibles en forma directa (como la energía hidráulica, biomasa, eólica y solar) o indirecta (después de atravesar por un proceso minero, como por ejemplo la extracción de petróleo crudo, gas natural, carbón mineral) para su uso energético, sin necesidad de someterlos a un proceso de transformación.

Se denomina energía secundaria a los productos resultantes de las transformaciones o elaboración de recursos energéticos naturales (primarios) o en determinados casos a partir de otra fuente energética ya elaborada (por ej. alquitrán). El único origen posible de toda energía secundaria es un centro de transformación y, el único destino posible un centro de consumo.

Este proceso de transformación puede ser físico, químico o bioquímico modificándose así sus características iniciales.

Son fuentes energéticas secundarias la electricidad, toda la amplia gama de derivados del petróleo, el carbón mineral, y el gas de ciudad.

El grupo de los derivados del petróleo incluye una amplia variedad de productos energéticos útiles que se obtienen a partir del procesamiento del petróleo en las refinerías, entre los cuales se encuentran las gasolinas, los combustibles diésel y otros.

1.5.1. ENERGÍAS PRIMARIAS

Las energías primarias se clasifican primeramente en renovables, si es que son fuentes energéticas de uso sustentable en el tiempo, y en no renovables, si es que son fuentes energéticas de uso limitado en el tiempo.

Dentro de fuentes energéticas primarias no renovables están:

- Petróleo crudo
- Gas Natural
- Carbón mineral
- Nuclear

Dentro de fuentes energéticas primarias renovables están:

- Hidroenergía
- Geotermia
- Eólica
- Solar
- Biomasa

1.5.2. ENERGÍAS SECUNDARIAS

Dentro de los energéticos secundarios se distinguen los grupos de derivados de petróleo, gas natural, y del carbón.

En los derivados de petróleo están el petróleo combustible, diésel, gasolinas de motor, gasolina de aviación, kerosene de aviación, kerosene, nafta, gas licuado (GLP), gas de refinería, coque de petróleo.

En los derivados de gas natural están el metanol y gas licuado (GNL).

En los derivados de carbón están el coque, el gas coque, el gas de altos hornos y el alquitrán.

Además son también energéticos secundarios la electricidad, el gas de ciudad y el biogás. [4]

1.6. ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables son aquellas energías que utilizan una fuente energética o combustible que se considera inagotable o que se puede regenerar a un ritmo igual o superior al que se consume.

La clasificación de las energías renovables depende de los recursos naturales que se aprovechan.

1.6.1. ENERGÍA SOLAR

Distinguimos dos formas de aprovechamiento de la energía solar:

- Energía solar térmica
- Energía solar fotovoltaica

El aprovechamiento de la energía solar térmica consiste en utilizar la energía calorífica obtenida a través de la radiación del sol para calentar un fluido que, en función de su temperatura, se emplea para producir agua caliente e incluso vapor.

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se realiza a través de la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el llamado efecto fotovoltaico. Esta transformación se lleva a cabo mediante “células solares” que están fabricadas con materiales semiconductores (por ejemplo, silicio) que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar.

1.6.2. ENERGÍA EÓLICA

Los sistemas de energía eólicos utilizan la energía cinética contenida en el viento para producir electricidad mediante los denominados aerogeneradores.

Existen dos tipos de instalaciones eólicas:

- Aisladas, para generar energía eléctrica en lugares remotos para auto-consumo. Es muy común que estas instalaciones vayan combinadas con paneles fotovoltaicos.
- Parques eólicos, formados por un conjunto de aerogeneradores, para vender la energía eléctrica generada a la red.

1.6.3. ENERGÍA MINIHIDRÁULICA

El aprovechamiento de la energía potencial del agua procedente de un salto para producir energía eléctrica es lo que se conoce como energía hidráulica. El agua mueve una turbina cuyo movimiento de rotación es transferido mediante un eje a un generador de electricidad. Se considera que este tipo de energía es renovable cuando la potencia es inferior a 10 MW (Energía minihidráulica).

Existen fundamentalmente dos tipos de centrales hidroeléctricas:

- Centrales de agua fluyente: Aquellas que captan una parte del caudal circulante por un río y lo conducen a la central para ser turbinado y generar energía eléctrica. Después, este caudal es devuelto al cauce del río.
- Centrales a pie de presa: Aquellas situadas aguas abajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros fines como abastecimiento de agua a poblaciones o riegos. Tienen la ventaja de almacenar la energía (el agua) y poder emplearla en los momentos en los que más se necesite.

1.6.4. ENERGÍA DE LA BIOMASA

La biomasa es una fuente de energía basada en el aprovechamiento de materias orgánicas de origen vegetal o animal, incluyendo los productos y subproductos resultantes de su transformación.

Las aplicaciones de la biomasa se pueden englobar en dos grupos:

- Aplicaciones domésticas e industriales que funcionan mediante la combustión directa de la biomasa.
- Aplicaciones vinculadas a la aparición de nuevos recursos y nuevas técnicas de transformación, como la gasificación y la pirolisis de la biomasa.

1.6.5. ENERGÍA MAREOMOTRIZ Y DE LAS OLAS

Los mares y los océanos son inmensos colectores solares de los cuales se puede extraer energía de orígenes diversos.

La energía liberada por el agua de mar en sus movimientos de ascenso y descenso de las mareas (flujo y refluo) se aprovecha en las centrales mareomotrices, haciendo pasar el agua a través de turbinas hidráulicas.

La energía de las olas es producida por los vientos y resulta muy irregular. Esto ha llevado a multitud de tipos de máquinas para su aprovechamiento.

Por último, la conversión de energía térmica oceánica es un método de convertir en energía útil la diferencia de temperatura entre el agua de la superficie y el agua que se encuentra a 100 m de profundidad. Para el aprovechamiento es suficiente una diferencia de 20 °C.

1.6.6. ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica es la manifestación de la energía térmica acumulada en rocas o aguas que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la tierra.

Para el aprovechamiento en zonas con condiciones térmicas especiales, por ejemplo las zonas volcánicas, se hace circular en ellas un fluido que transporta hasta la superficie la energía calorífica en forma de calor acumulado en las zonas calientes.

La energía generada en función de su temperatura (alta, media o baja) es aprovechada, bien para producir energía eléctrica, o bien para el calentamiento de agua y calefacción. [5]

1.7. ENERGÍAS NO RENOVABLES

Las fuentes de energía no renovables son aquellas que se encuentran de forma limitada en el planeta y cuya velocidad de consumo es mayor que la de su regeneración. [6]

1.7.1. COMBUSTIBLES FÓSILES

Un combustible fósil está compuesto por los restos de organismos que vivieron hace millones de años. El carbón se formó a partir de plantas terrestres; el petróleo y el gas natural, a partir de microorganismos y animales principalmente acuáticos.

La energía se obtiene al quemar estos productos, proceso en el que se forman grandes cantidades de dióxido de carbono y otros gases contaminantes que se emiten a la atmósfera.

1.7.1.1. CARBÓN

El carbón es un tipo de roca formada por el elemento químico carbono mezclado con otras sustancias. Es una de las principales fuentes de energía. El carbón se formó, principalmente, cuando los extensos bosques de helechos y equisetos gigantes que poblaban la Tierra hace 300 millones de años, en el periodo Carbonífero de la era Paleozoica, morían y quedaban sepultados en los pantanos en los que vivían. Al ser el terreno una mezcla de agua y barro muy pobre en oxígeno, no se producía la putrefacción habitual y, poco a poco, se fueron acumulando grandes cantidades de plantas muertas, y por la acción combinada de la presión y la temperatura, la materia orgánica se fue transformando en carbón.

Según las presiones y temperaturas que los hayan formado distinguimos distintos tipos de carbón: turba, lignito, hulla (carbón bituminoso) y antracita. Cuanto más altas son las presiones y temperaturas, se origina un carbón más compacto y rico en carbono y con mayor poder calorífico.

1.7.1.2. PETRÓLEO

Los yacimientos petrolíferos se deben a la descomposición de grandes acumulaciones de restos animales (peces principalmente) y vegetales (algas) reunidos en el fondo de los mares antiguos; comprimidos por los movimientos geológicos y sometidos a acciones bacterianas, presiones y temperaturas elevadas.

El petróleo tal y como mana del yacimiento tiene pocas aplicaciones. Para obtener a la vez productos de características precisas y utilizar de manera más rentable las diversas fracciones presentes en el petróleo, es necesario efectuar una serie de operaciones que se conocen con el nombre de refinado de petróleo

1.7.1.3. GAS NATURAL

Aunque como gases naturales pueden clasificarse todos los que se encuentran de forma natural en la tierra desde los constituyentes del aire hasta las emanaciones gaseosas de los volcanes, el término "gas natural" se aplica hoy en sentido estricto a las mezclas de gases combustibles hidrocarburoados o no, que se encuentran en el subsuelo donde, en ocasiones aunque no siempre, se hallan asociados con petróleo líquido.

El principal constituyente del gas natural es siempre el metano, que representa generalmente entre el 75 y el 95% del volumen total de la mezcla. Los hidrocarburos gaseosos que suelen estar presentes, etano, butano y propano aparecen siempre en proporciones menores.

1.7.2. ENERGÍA NUCLEAR

La energía nuclear es la energía proveniente de reacciones nucleares o de la desintegración de los núcleos de algunos átomos. Procede de la liberación de la energía almacenada en el núcleo de los mismos.

Una central nuclear es una central termoeléctrica, es decir, una instalación que aprovecha una fuente de calor para convertir en vapor a alta temperatura un líquido que circula por un conjunto de conductos; y que utiliza dicho vapor para accionar un grupo turbina-alternador, produciendo así energía eléctrica. [7]

1.8. SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

El consumo de energía se ha duplicado en los últimos 25 años.

El consumo de energía viene acompañando el sostenido crecimiento de la producción industrial, del consumo doméstico y del transporte. Esto se relaciona directamente con un aumento en las necesidades económicas y sociales de la población mundial. Pero este incremento no se da en todas las regiones por igual.

El 70% del aumento estimado de la demanda de energía, para el próximo cuarto de siglo, tiene su origen en los países en desarrollo. El proceso de globalización ha

llevado a un nivel mayor de industrialización de los países en desarrollo, y al crecimiento de sus economías, lo que fundamenta el mencionado crecimiento energético.

Tampoco el consumo doméstico de energía es equitativo a nivel planetario, o siquiera local. 1.600 millones de personas en el mundo aún no tienen acceso a la electricidad y 2.500 millones recurren a la leña, el carbón u otro tipo de abastecimiento energético.

Casi la mitad del consumo de energía primaria está destinada a la producción de electricidad, y un quinto se destina a los medios de transporte. [8]

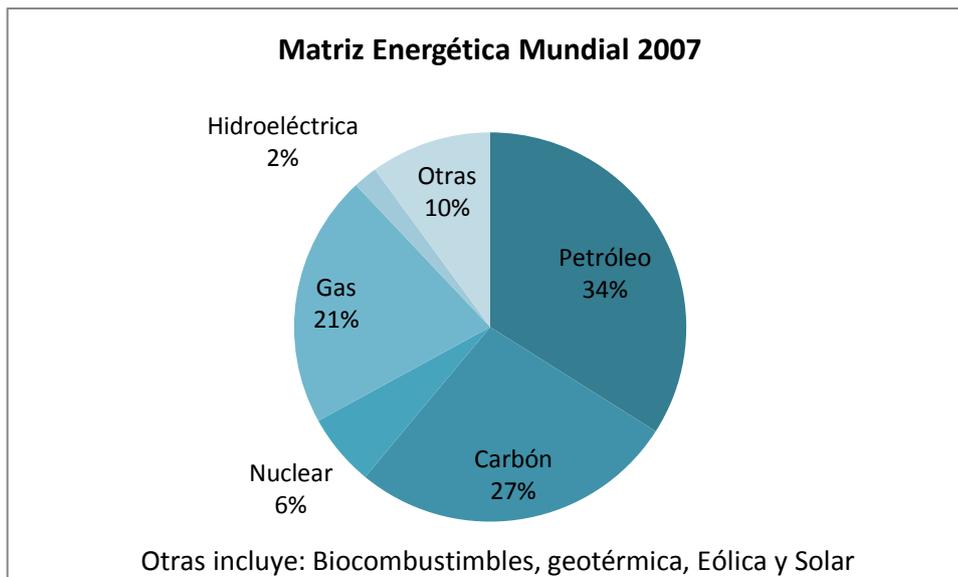


Figura 1.8.1: Matriz energética Mundial, año 2007. Fuente: CEFIR

1.9. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ARGENTINA

A continuación se representa el consumo eléctrico por cápita en el mundo:

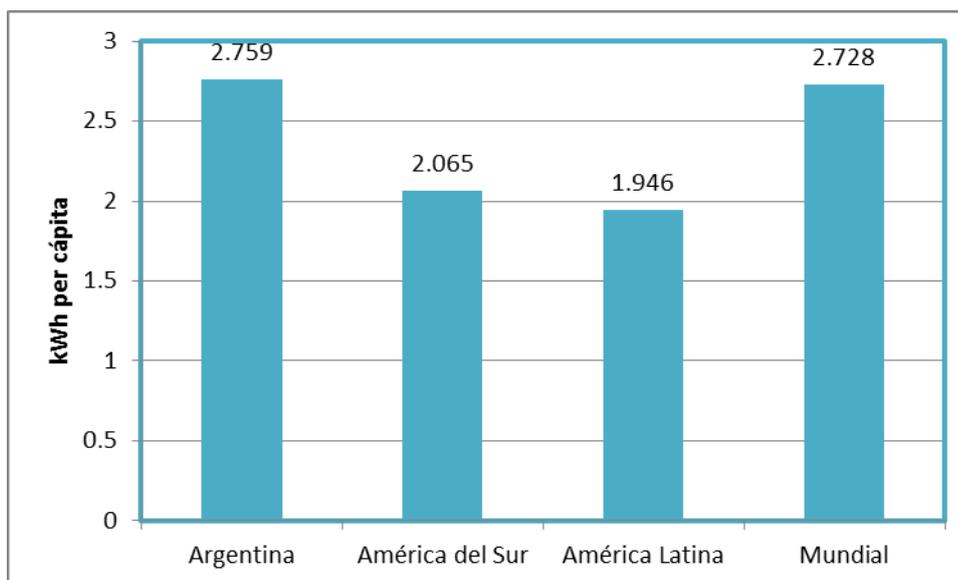


Figura 1.9.1. Consumo de electricidad per cápita, año 2009 en Argentina. Fuente: IRENA

Según investigación realizada por IRENA (International Renewable Energy Agency), durante el año 2009, en el país, el consumo eléctrico promedio fue de 2,759 kWh per cápita, siendo este un valor más alto que el de países sudamericanos, encontrándose más cercano al valor de consumo a nivel mundial, siendo el mismo de 2,728 kWh per cápita.

En el perfil energético revelado por el mismo estudio, para el año 2009, el suministro total de energía primaria para el país es de 3108×10^{15} J, de las cuales sólo un 7% proviene de energías de tipo renovables.

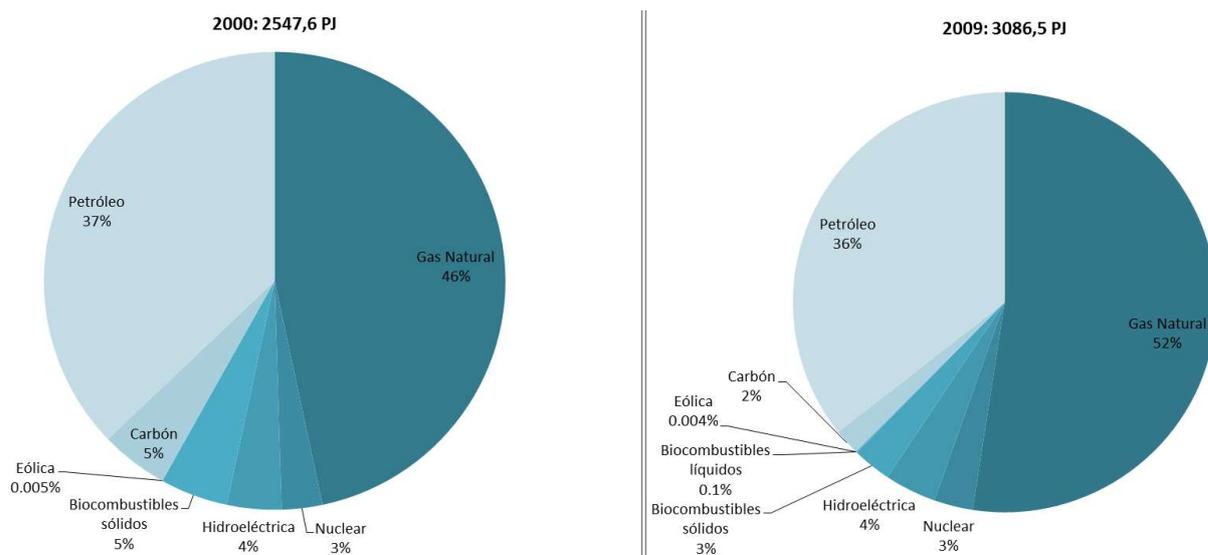


Figura 1.9.2. Suministro total de energía primaria en Argentina, en 2000 y 2009. Fuente: IRENA

Para el año 2009, las importaciones de combustible fueron de 4.2 billones de dólares, representando un 7,4% del total de importaciones en el país. Ese mismo año, la capacidad eléctrica fue de 32,1 GW, de los cuales 9,1 GW (28,4%) fueron de energías renovables. [9] [10]

1.10. MARCO REGULATORIO

1.10.1. Ley Nacional N° 26190/2006

Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables (FR) destinada a la producción de energía eléctrica:

Declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, para la provisión de servicio público, I&D y fabricación.

- Fuentes de Energía Renovables: son las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás
- 8% de la energía eléctrica generada con fuentes renovables, en 10 años.
- Potencia límite 30 MW.
- Beneficios impositivos (IVA, Ganancias).
- Crea un fondo fiduciario de ER destinado a: Remunerar la energía eléctrica generada con FR (hasta 0,9 \$/kWh para FV). [11]

1.10.2. Ley Nacional 25.019

Régimen nacional de energía eólica y solar.

- Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.
- Remuneración de un (1) centavo por kWh efectivamente generado por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.
- Se establece esta remuneración por un período de quince años.
- Beneficios impositivos (IVA, Ganancias). [12]

1.10.3. Resolución SE 108/11 del 29/3/2011

Habilitase la realización de contratos de abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, y las ofertas de disponibilidad de generación a partir de fuentes renovables.

- Vigencia de los contratos realizados de hasta 15 años, siendo factible una prolongación de este plazo en hasta 18 meses.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos e ingresos aceptados por la secretaria de energía.
- El presente régimen es aplicable a todas las tecnologías incluidas en la Ley Nº 26.190 y a todas aquellas que puedan ser consideradas renovables. [13]

- Potencia límite 30 MW.

1.10.4. Leyes Provinciales

1.10.4.1. Córdoba

Ley 8.810/1999. Energías renovables - Uso racional de la energía

Declárase de interés provincial, la generación de energía mediante fuentes renovables, en todo el territorio de la Provincia de Córdoba.

- Incentivar el uso de los sectores de producción, industria, comercio y residencial y en los planes de vivienda económicas y sociales encargados por el estado.
- Las inversiones en generación de energías mediante fuentes renovables, tendrá exención impositiva en el impuesto a los ingresos brutos por el término de 10 años y estabilidad fiscal por igual término.
- Propone la creación de un banco de datos de recursos de energías renovables en el ámbito provincial. [14]

1.10.4.2. Buenos Aires

Ley N° 12.603/2001

- Declárese de interés Provincial la generación y producción de energía eléctrica a través del uso de fuentes de energía renovables llamada también alternativa, no convencional o no contaminante factible de aprovechamiento en la Provincia de Buenos Aires.
- Exime del pago del impuesto inmobiliario a los inmuebles o parte de los mismos destinados a la instalación de equipos de transformación de energías renovables en eléctrica, por el término de 10 años.
- Por cada kW/h que los generadores de energía eléctrica de origen renovable, comercialicen a través del mercado eléctrico mayorista y/o a través de la red pública, percibirán una compensación tarifaria de \$ 0,01.
- El Poder Ejecutivo incorporará la fabricación de equipos generadores de electricidad mediante el aprovechamiento de la energías renovables [15]

1.10.4.3. Chubut

Ley N° 4.389/98, Decreto N° 235/98. Energía eólica.

Declara de interés provincial la generación, transporte, distribución, uso y consumo de la energía eólica, como así también la radicación de industrias destinadas a la fabricación de equipamiento para tal finalidad en el territorio provincial.

- Exime de todo gravamen impositivo provincial, por el término de 10 años, a las actividades de producción de equipamiento mecánico, electrónico, electromecánico, metalúrgico y eléctrico que realicen empresas radicadas o a radicarse, de origen nacional o internacional, con destino a la fabricación de equipos de generación eólica en el territorio de la Provincia del Chubut.
- Reduce el impuesto del 8 % sobre la facturación de energía a consumidores finales.
- Se remunerarán \$ 0,005 por cada kW/h efectivamente generado por sistemas eólicos, a aquellas empresas de generación que entreguen su energía al sistema mayorista patagónico y en los casos en que la misma esté destinada a la prestación de servicios públicos, cuyos aerogeneradores se encuentren instalados en el territorio provincial. [16]

1.10.4.4. La Pampa

Ley 2.380/2007

Adhiere a la Ley Nacional 26.190 régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables [17]

1.10.4.5. Mendoza

Ley 7.822/2008

Declara de interés provincial la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía alternativas (renovables). Adhiere a la ley nacional N° 26.190 “Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía”.

- Establece como objetivo, alcanzar una contribución de las fuentes de energías alternativas del 15%, al consumo de energía eléctrica de la Provincia de Mendoza para los próximos 15 años a partir de la sanción de la presente ley y adoptando las políticas establecidas en la Ley N° 26.190.

- La presente ley tiene por objeto favorecer la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes alternativas de energía en todo el territorio provincial; entendiéndose por tales la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.
- Toda actividad de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, que vuelque su energía en el mercado mayorista y/o esté destinada a la prestación de servicios públicos, gozará de estabilidad fiscal por el término de 15 años y se exime de todo gravamen impositivo provincial. [18]

1.10.4.6. Misiones

Ley 4.439/2008.

Promoción para la investigación, desarrollo y uso sustentable de fuentes de energías renovables no convencionales, biocombustibles e hidrógeno.

- Crea el Consejo Ejecutivo y Consultivo de Energías Renovables, Biocombustibles e Hidrógeno, que es autoridad de aplicación de la presente ley.
- Crea la Comisión de Estudio y Planificación.
- Crea el Fondo Fiduciario para la Promoción de Energías Renovables, Biocombustibles e Hidrógeno (FFONERBIO), como un patrimonio de afectación, administrado por el Consejo Ejecutivo y Consultivo de Energías Renovables, Biocombustibles e Hidrógeno, cuyo objeto es promover y financiar los emprendimientos y proyectos de aprovechamiento, producción, investigación, procesamiento y uso sustentable de energías alternativas renovables, biocombustibles y aplicación de la tecnología del hidrógeno como vector energético en todo el territorio provincial. [19]

1.10.4.7. Neuquén

Decreto 562/2009.

Adhiere a la Ley 26.190 de fomento del uso de Energías Renovables. [20]

1.10.4.8. Santa Cruz

Ley 2.796/2005. Régimen de promoción de las energías renovables

- Declara de interés provincial la generación de energía eléctrica y/o térmica, a partir del aprovechamiento de los recursos renovables de origen eólico, solar, mareomotriz, hídrico hasta 15 MW, biomasa u otros susceptibles de encuadrarse como fuentes de energía no contaminante.
- Exime a los sujetos alcanzados por esta ley y por el término de 10 años del pago del impuesto inmobiliario rural a los inmuebles o parte de los mismos que sean destinados a la instalación de equipos de transformación de energía renovable en eléctrica y/o térmica.
- Exime de todo gravamen impositivo provincial, por el término de 10 años, a las actividades de fabricación de equipamiento mecánico, eléctrico, electrónico, electromecánico o metalúrgico que realicen empresas radicadas o a radicarse en la Provincia de Santa Cruz, de origen nacional o internacional, con destino a la fabricación de equipos para el aprovechamiento de energías renovables. [21]

1.10.4.9. Santa Fe

Decreto 2120. Ordenanza Municipal Rosario N° 8784. Ordenanza solar térmica de la ciudad de Rosario

- Prevé la incorporación obligatoria de sistemas de captación de energía solar de baja temperatura para la producción de agua caliente sanitaria en todos los edificios públicos e instalaciones públicas situadas en la ciudad de Rosario. [22]

1.10.4.10. CABA

Ley 4024/12.

Establece en el ámbito de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires un régimen de incentivo para promover el uso de sistemas de captación de energía solar, con el propósito de producir energía eléctrica, generar agua caliente o calefaccionar ambientes.

- Los beneficios establecidos en la presente Ley son aplicables a inmuebles para viviendas individuales y colectivas, nuevas o usadas. [23]

1.10.5. LEYES EN LA REGIÓN

1.10.5.1. BRASIL

Agencia nacional de energía eléctrica (ANEEL), res. Norma. N° 482/2012:

Establece las condiciones generales para el acceso de las instalaciones de micro (<100kW) y mini (< 1 MW) generación distribuida a los sistemas de distribución de energía eléctrica y crea un sistema de compensación de la electricidad. El equipo de conexión a la red será pagado por el cliente. [24]

1.10.5.2. CHILE

Ley 20571/2012:

Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales

- La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kW.
- Las inyecciones de energía, valorizadas conforme a esta ley, se descuentan de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. [25]

1.10.5.3. URUGUAY

Decreto 173/2010:

Autoriza a los usuarios de la red de energía eléctrica de BT a instalar generadores de origen renovable.

- Equipara la tarifa de venta de energía a la red a la tarifa residencial de la franja de consumo 101-600 kWh/mes (0,22 USD/kWh).
- La corriente máxima de régimen generada en baja tensión por los equipos instalados no deberá superar los 16 amperios, con excepción de los suministros monofásicos en redes con la configuración de retorno por tierra, en los que la corriente máxima de régimen será 25 amperios.
- La potencia pico del equipamiento de generación instalado deberá ser menor o igual a la potencia contratada por el suscriptor.

- El suscriptor podrá intercambiar energía en forma bidireccional con la red de distribución por un periodo de 10 años. [26]

1.10.5.4. ECUADOR

REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11:

“Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”

Establece los requisitos, precios, período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al sistema nacional interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables.

- Las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.
- Los precios establecidos en esta regulación se garantizan y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante. [27]

1.10.6. LEYES EN EUROPA

1.10.6.1. ESPAÑA

Código Técnico de Edificación, CTE. Documento Básico HE. Ahorro de energía.

- Establece reglas y procedimientos que permiten cumplir el requisito básico de ahorro de energía.
- El objetivo del requisito básico “ahorro de energía” consiste en conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización de los edificios, reduciendo a límites sostenibles su consumo y conseguir que una parte de este consumo proceda de fuentes de energía renovable.
- Los edificios dispondrán de una envolvente de características tales que limite adecuadamente la demanda energética necesaria para alcanzar el bienestar térmico.
- Los edificios dispondrán de instalaciones de iluminación eficaces energéticamente, así como de un sistema de regulación que optimice el aprovechamiento de la luz natural.

- En los edificios, con previsión de demanda de agua caliente sanitaria o de climatización de piscina cubierta, una parte de las necesidades energéticas térmicas se cubrirá mediante la incorporación de sistemas de captación, almacenamiento y utilización de energía solar de baja temperatura.
- En los edificios que así se establezca en el CTE se incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro a la red. [28] [29]

CAPÍTULO 2

2. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol. Es un tipo de energía renovable y limpia, lo que se conoce como energía verde. [30]

La radiación solar que llega a la superficie de la tierra está atenuada en su intensidad por diversos procesos que se producen a lo largo de su recorrido a través de la atmósfera. [31]

La radiación electromagnética es un tipo de campo electromagnético variable, es decir, una combinación de campos eléctricos y magnéticos oscilantes, que se propagan a través del espacio transportando energía de un lugar a otro. La radiación electromagnética puede manifestarse de diversas maneras como calor radiado, luz visible, rayos X o rayos gamma. [32]

Radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra. [33]

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. [34]

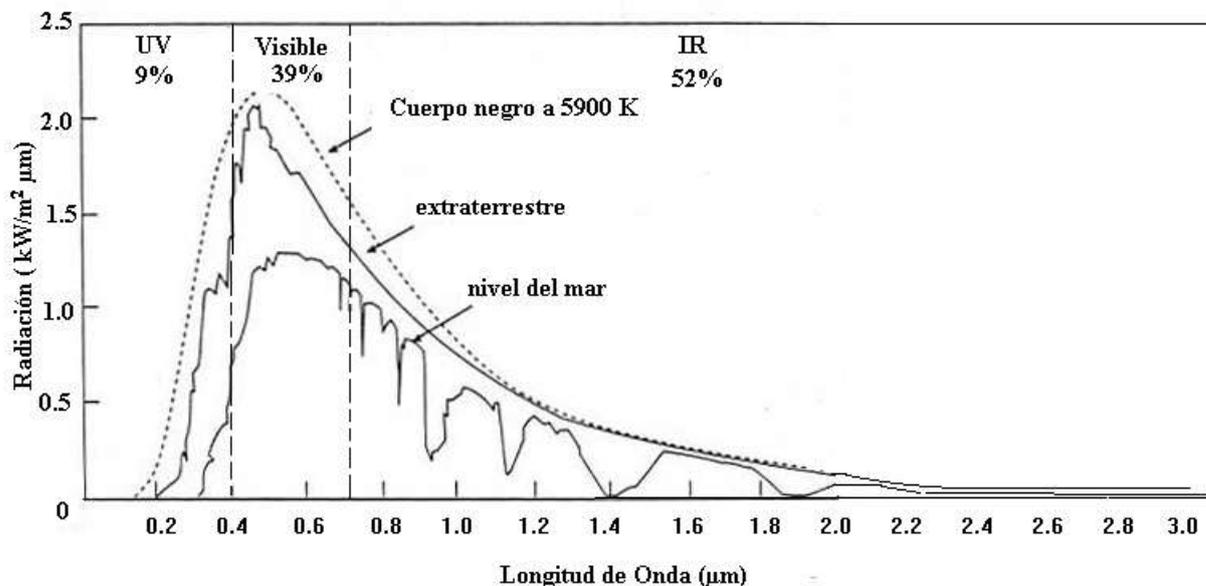


Figura 2.1: Espectro electromagnético de la radiación solar extraterrestre superpuesto al teórico correspondiente a un cuerpo negro y el espectro de la radiación a nivel del mar. Fuente: NASA

El estudio de la dirección con la cual incide la irradiación solar sobre los cuerpos situados en la superficie terrestre es de especial importancia cuando se desea conocer su comportamiento al ser reflejada. La dirección en que el rayo salga reflejado dependerá de la dirección incidente.

Con tal fin se establece un modelo que distingue entre dos componentes de la irradiación incidente sobre un punto: la irradiación solar directa y la irradiación solar difusa.

- Irradiación solar directa, es aquella que llega al cuerpo desde la dirección del sol.
- Irradiación solar difusa, es aquella cuya dirección ha sido modificada (densidad atmosférica, partículas u objetos con los que choca, reemisiones de cuerpos, etc.). Por sus características, esta luz se considera venida de todas direcciones. En un día nublado, por ejemplo, sólo tenemos radiación difusa.

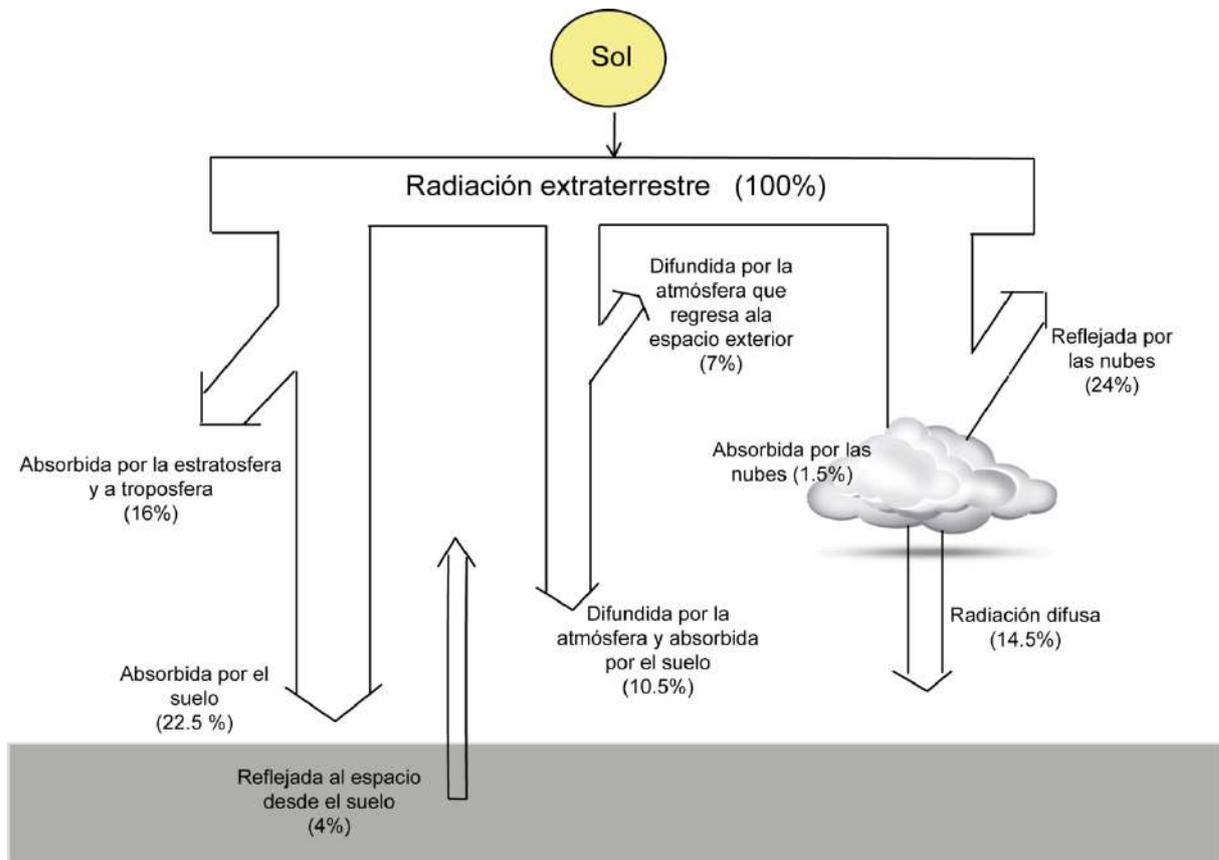


Figura 2.1. Distribución de la energía solar que llega a la tierra. Fuente: Latin Project

La radiación emitida por el sol es de $63.450.720 \text{ W/m}^2$. La energía que llega al exterior de la atmósfera terrestre sobre una superficie perpendicular a los rayos solares lo hace en una cantidad fija, llamada constante solar (1353 W/m^2 según la NASA) variable durante el año un $\pm 3\%$ a causa de la elipticidad de la órbita

terrestre. Esta energía es una mezcla de radiaciones de longitudes de onda entre 200 y 4000 nm, que se distingue entre radiación ultravioleta, luz visible y radiación infrarroja.

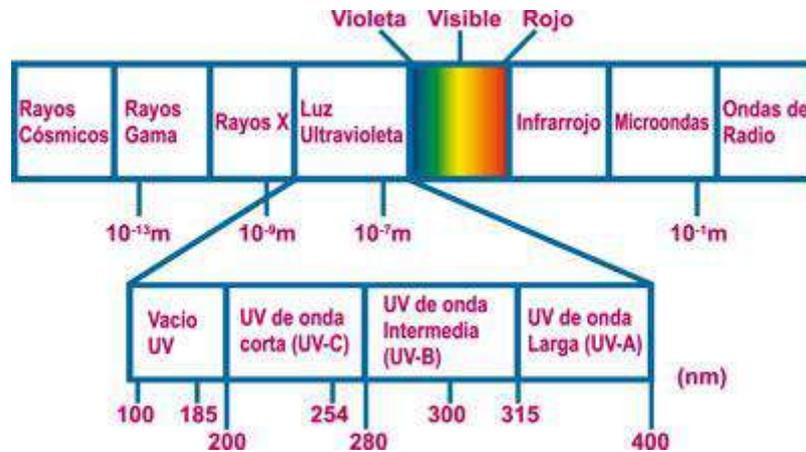


Figura 2.2. Espectro de radiaci3n solar. Fuente: Centro Meteorol3gica

2.1. DEFINICIONES

- **Longitud geogr3fica:** 3ngulo medido a lo largo del Ecuador, teniendo su origen en el meridiano de Greenwich y la extremidad en el meridiano local.
- **Latitud:** 3ngulo formado entre el paralelo del lugar terrestre considerado y el Ecuador. Por convenci3n, es $>0^{\circ}$ en el hemisferio N y $<0^{\circ}$ en el S.

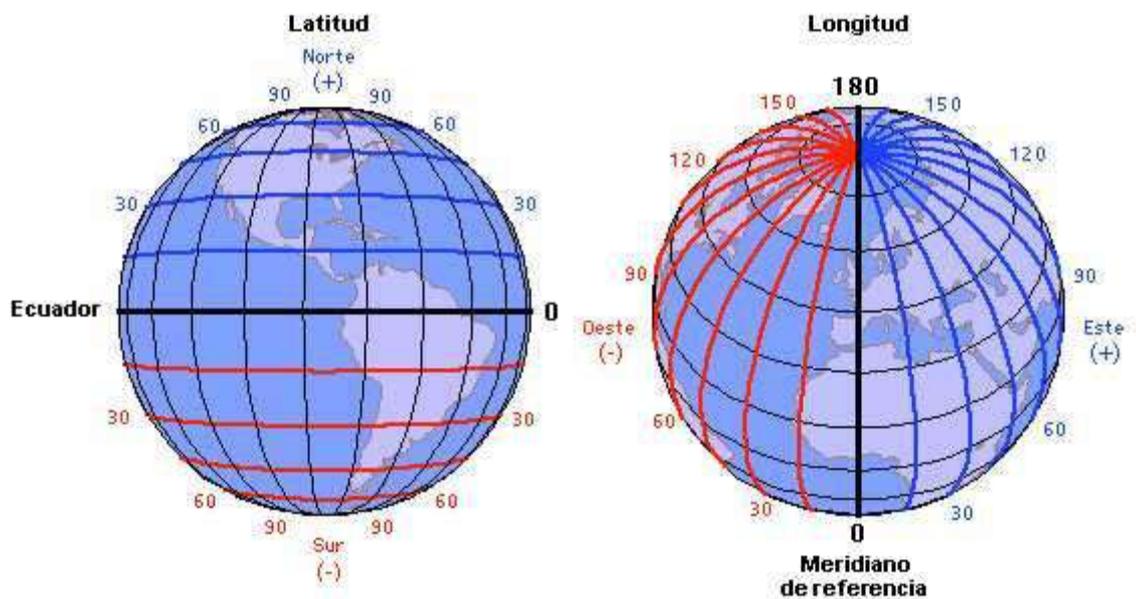


Figura 2.1.1. Longitud y latitud geogr3ficas. Fuente: INTEF

- **Norte Geográfico, N:** Dirección que indicaría una brújula si la distribución de masa del planeta fuera simétrica. Indica la dirección desde el punto de observación al extremo superior geométrico del planeta.
- **Norte Magnético:** Dirección indicada por la parte magnetizada de una brújula debida a la atracción causada por el polo magnético.

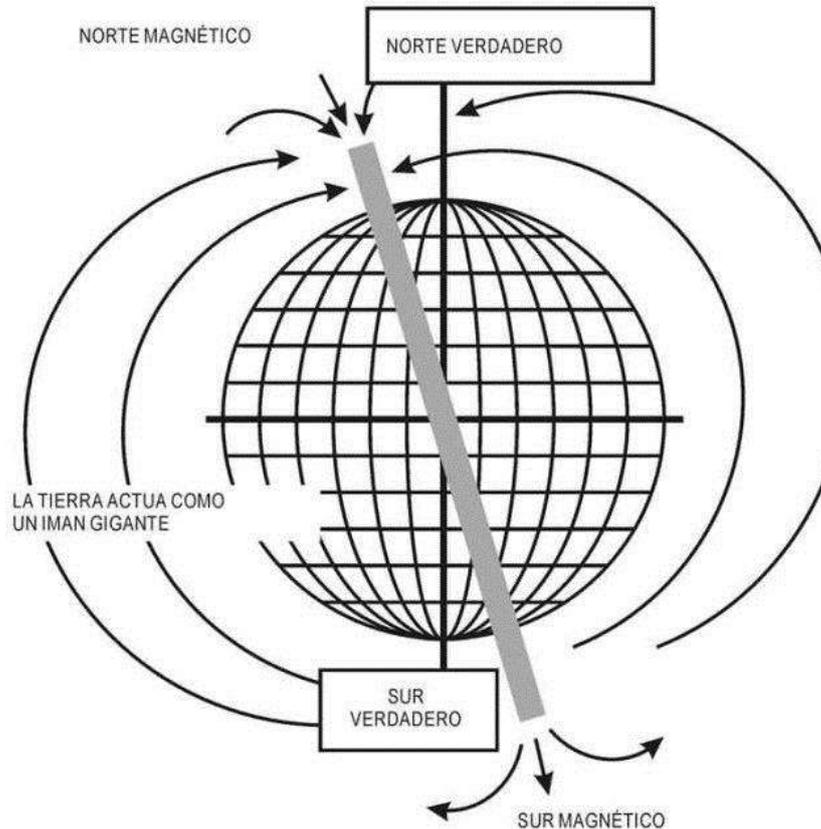


Figura 2.1.2. Norte geográfico respecto al magnético. Fuente: Encorda2

- **Declinación, d:** Ángulo que forma la línea recta que une la tierra con el sol y el plano del Ecuador (eclíptica). Es $> 0^\circ$ hacia el N y $< 0^\circ$ hacia el S, máximo ($\pm 23^\circ 27'$) en los solsticios (invierno y verano) y, mínimo (0°), en los equinoccios (otoño y primavera).
- **Albedo:** Radiación solar incidente que llega a una superficie después de haberse reflejado en las superficies del entorno.
- **Ángulo Horario Solar, w:** formado por la proyección del sol sobre el plano ecuatorial en un momento dado y la proyección del sol sobre el mismo plano en el mediodía solar. Su valor cambia según la hora del día (negativo de mañana, nulo al mediodía y positivo de tarde).

- **w, en grados** = $15 (Hr - 12)$ donde Hr es la hora solar en horas. Para todas las latitudes, el sol se desplaza de E a O y barre cada hora $15^\circ \leftrightarrow 360^\circ/24h$ (número de husos horarios siguiendo los meridianos). La G solar terrestre en cada lugar es máxima al mediodía.
- **Altura Solar (Angulo de elevación solar), h**: ángulo complementario del ángulo cenital solar, $h = 90^\circ - \theta$.
- **Ángulo Cenital Solar, Theta**: Ángulo que forma la recta que une la tierra con el sol y la vertical.

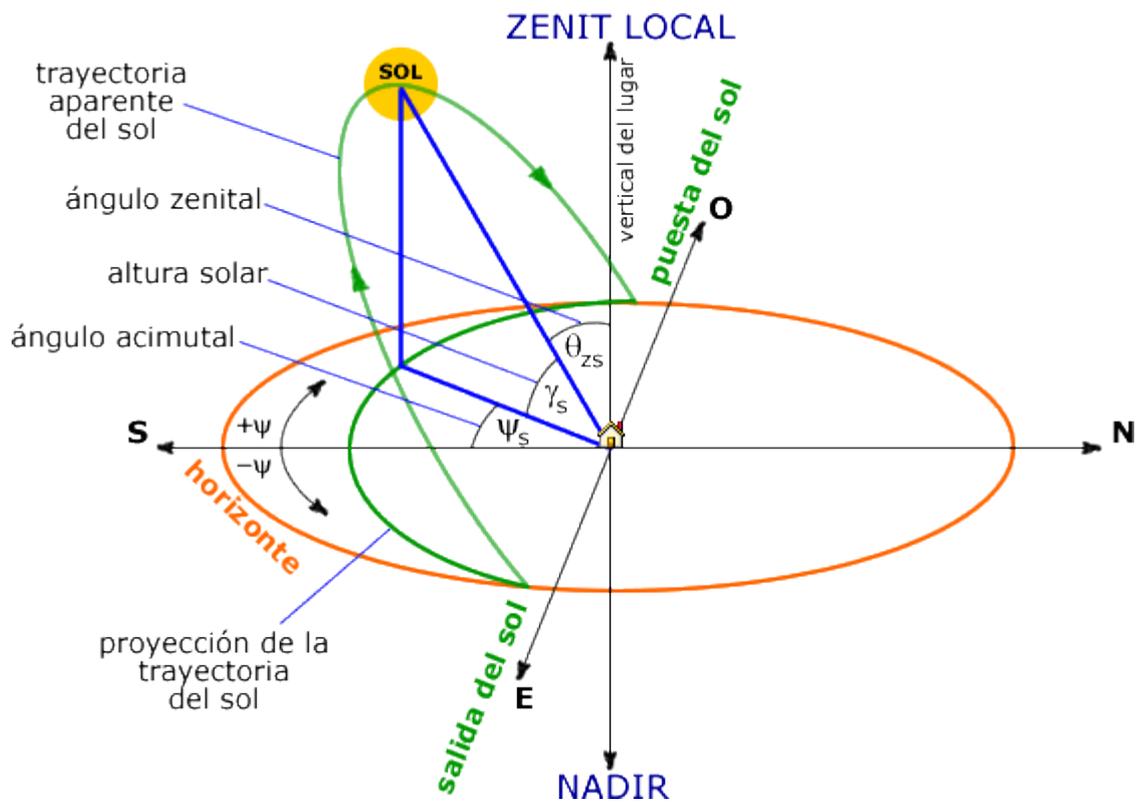


Figura 2.1.3: Ángulo y altura solar. Fuente: Abengoa

- **Irradiancia, G**: Potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en W/m^2 o en kW/m^2 . Es máxima en el Ecuador y disminuye hacia los polos.
- **Irradiación**: Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano y durante un intervalo de tiempo de exposición dados, normalmente 1 hora o 1 día. Es la integral de G para ese intervalo de tiempo (Para 1 h, se expresa con I, para 1 día con H).

- **Ángulo de inclinación, β** : definido como el ángulo que forma la superficie de los captadores con el plano horizontal. Su valor es 0° para captadores horizontales y 90° para verticales.

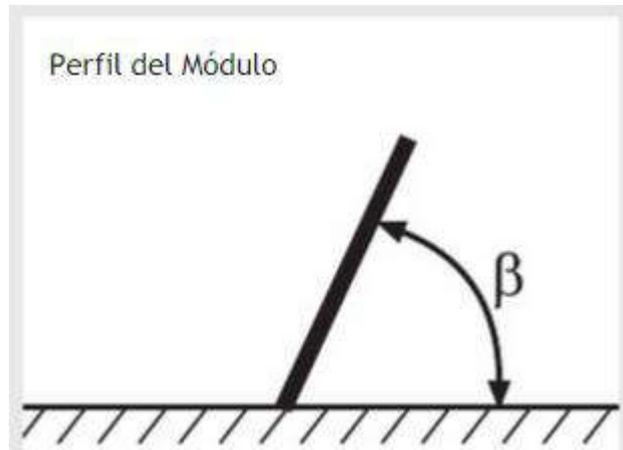


Figura 2.1.4. Ángulo de inclinación β

- **Ángulo de azimut, α** : definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del captador y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para captadores orientados al Norte, -90° para captadores orientados al este y $+90^\circ$ para captadores orientados al oeste. [35]

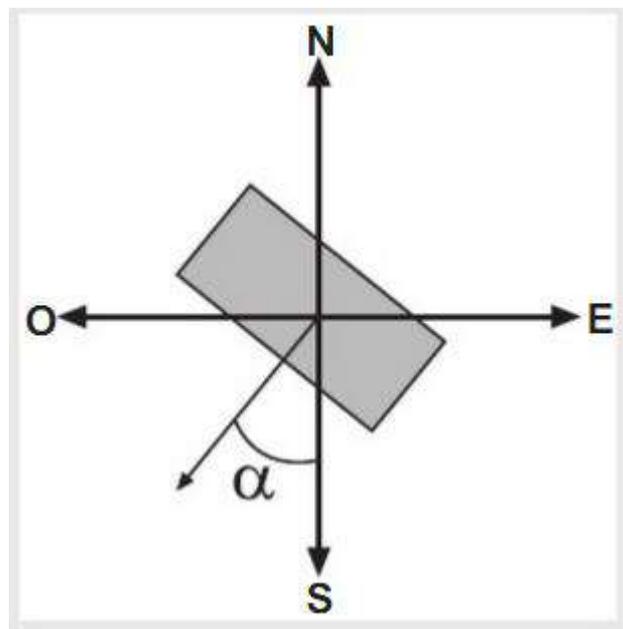


Figura 2.1.5. Ángulo de azimut, α

Orientación: La orientación debe ser sur para aquellas instalaciones situadas en el hemisferio norte terrestre, y orientadas hacia el norte para las instalaciones situadas en el hemisferio sur. No obstante, son admisibles unas desviaciones de hasta $\pm 20^\circ$ respecto del ecuador, sin que se produzcan grandes pérdidas de rendimiento.

La orientación queda definida por el ángulo de azimut.

- **Conversión de la radiación solar incidente horizontal a inclinada.**

Los datos meteorológicos de la radiación solar global incidente a nivel de la superficie terrestre se refieren, por convención, a un plano horizontal. Para convertirlos en los correspondientes a una superficie inclinada, es necesario introducir un factor de corrección. Su determinación no es sencilla porque la radiación difusa y la directa requieren factores de corrección diferentes. El primero, en función de la inclinación del colector plano, mientras que el segundo, depende de los ángulos de incidencia de la radiación solar directa sobre los planos horizontal e inclinado y, éstos, a su vez, son función de la declinación, latitud y altura solar. Se dispone de valores tabulados para distintas inclinaciones y diferentes latitudes del Hemisferio Sur. Permiten ser interpolados y extrapolados para una latitud dada y para distintas inclinaciones del plano colector. [36]

2.2. TECNOLOGÍAS SOLARES

La energía solar presenta dos características especiales muy importantes que la diferencian de las fuentes energéticas convencionales: dispersión e intermitencia.

- **Dispersión:** En condiciones favorables, la densidad de la energía del sol apenas alcanza $1 \text{ [kW/m}^2\text{]}$, un valor muy por debajo del que se requiere para producir trabajo. Esto significa que, para obtener densidades energéticas elevadas, se necesitan grandes superficies de captación, o sistemas de concentración de los rayos solares.
- **Intermitencia:** La energía solar no es continua, lo cual hace necesarios sistemas de almacenamiento [37]

Las diferentes tecnologías solares se clasifican en pasivas o activas según cómo capturan, convierten y distribuyen la energía solar. Las tecnologías activas incluyen el uso de paneles fotovoltaicos y colectores térmicos para recolectar la energía. Entre las técnicas pasivas, se encuentran diferentes técnicas enmarcadas en la arquitectura bioclimática: la orientación de los edificios al sol, la selección de

materiales con una masa térmica favorable o que tengan propiedades para la dispersión de luz, así como el diseño de espacios mediante ventilación natural.

Clasificación por tecnologías y su correspondiente uso más general:

- **Energía solar activa:** para uso de baja temperatura (entre 35 °C y 60 °C), se utiliza en casas; de media temperatura, alcanza los 300 °C; y de alta temperatura, llega a alcanzar los 2000 °C. Esta última, se consigue al incidir los rayos solares en espejos, que van dirigidos a un reflector que lleva a los rayos a un punto concreto. También puede ser por centrales de torre y por espejos parabólicos.
- **Energía solar pasiva:** Aprovecha el calor del sol sin necesidad de mecanismos o sistemas mecánicos.
- **Energía solar térmica:** Es usada para producir agua caliente de baja temperatura para uso sanitario y calefacción.
- **Energía solar fotovoltaica:** Es usada para producir electricidad mediante placas de semiconductores que se alteran con la radiación solar.
- **Energía solar termoeléctrica:** Se basa en el calentamiento de un fluido, generalmente agua, mediante radiación solar para su uso en un ciclo termodinámico convencional, produciendo la potencia necesaria para mover un alternador para generación de energía eléctrica.
- **Energía solar híbrida:** Combina la energía solar con otra energía. Según la energía con la que se combine es una hibridación:
 - Renovable: biomasa, energía eólica.
 - No renovable: Combustible fósil.
- **Energía eólico solar:** Funciona con el aire calentado por el sol, que sube por una chimenea donde están los generadores. [38]

CAPÍTULO 3

3.1. C.I.C.: CENTRO DE INTEGRACIÓN COMUNITARIO

Los Centros Integradores Comunitarios (CIC) son espacios públicos construidos en todo el país, para el encuentro y la participación de diferentes actores que trabajan de modo intersectorial y participativo con el objetivo de promover el desarrollo local en pos de la inclusión social y del mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades.

Los CIC constituyen una instancia de articulación entre el gobierno nacional, provincial, municipal, organizaciones sociales y políticas y la sociedad civil. Dentro de estos espacios funciona una mesa de gestión local desde donde dichos actores impulsan y desarrollan, de manera conjunta, las siguientes acciones:

- Coordinación de políticas de desarrollo social y atención primaria de la salud (prevención, promoción y asistencia socio sanitaria).
- Atención y acompañamiento a los sectores más vulnerables.
- Integración de instituciones y organizaciones comunitarias que favorezcan el trabajo en red.
- Promoción de actividades culturales, recreativas y de educación popular. [39]

3.2. CASO EN ESTUDIO

El proyecto de edificio energéticamente sustentable que se calculará en los próximos capítulos, será destinado a un C.I.C. el mismo está ubicado en la ciudad de Mar del Plata, en las calles Pehuajó y El Cano.

Geográficamente sus coordenadas son, Latitud 38° 0'53''S; Longitud: 57° 34' 57.05'' O.

A continuación se presenta una imagen satelital del lugar.



Figura 3.2.1: Imagen satelital de donde se prevé ubicar el C.I.C.

Se prevé que en el lugar se cuente con equipos multidisciplinarios. Los mismos, constituidos por médicos clínicos, pediatras, generalistas, ginecólogas, trabajadores sociales, psicólogos, nutricionistas, enfermeras, administrativas y mucamas. Además, se estiman realizar propuestas culturales, recreativas, deportivas y de educación popular y se habilitará el espacio destinado a centro de desarrollo infantil. El establecimiento contará además con sala de usos múltiples (S.U.M), aulas taller y playón deportivo.

El funcionamiento del centro es anual, prestando servicio durante 12 horas diarias, de 8 a 20 hs, excepto los sábados, domingos y feriados.

Estructuralmente el edificio está construido en 4 niveles: subsuelo y niveles 0, 1 y 2. En los cuales encontramos:

| Subsuelo | Nivel Cero | Nivel 1 | Nivel 2 |
|---------------------|-----------------|-------------------------|---------------------|
| Sala de Lectura | Comedor | 2 aulas | 3 aulas |
| Biblioteca | Cocina | Taller de investigación | 6 salas de talleres |
| Depósito de Libros | Sector trámites | Sala informática | Baños |
| S.U.M. | Informes | 2 cons. Psicología | |
| Vestuarios | Baños | 2 salas de terapia | |
| Auditorio/Microcine | | Asistencia Social | |
| Baños | | Recepción | |
| | | Sala de reuniones | |
| | | Administración | |
| | | Baños | |

Tabla 3.2.1: Distribución de sectores en niveles del edificio

EDIFICIO SUSTENTABLE MEDIANTE USO DE ENERGÍA SOLAR

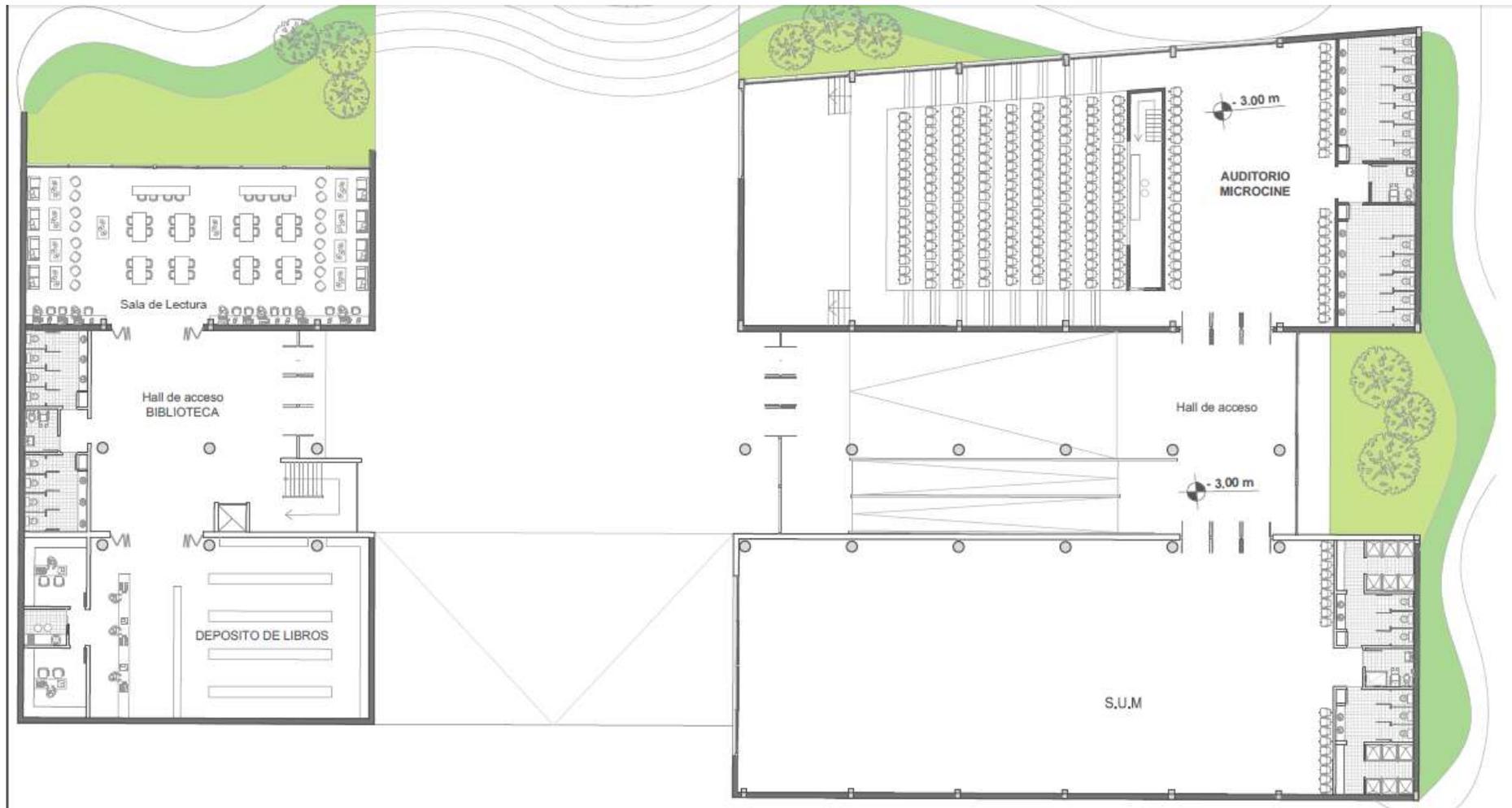


Figura 3.2.2: Vista del sector subsuelo

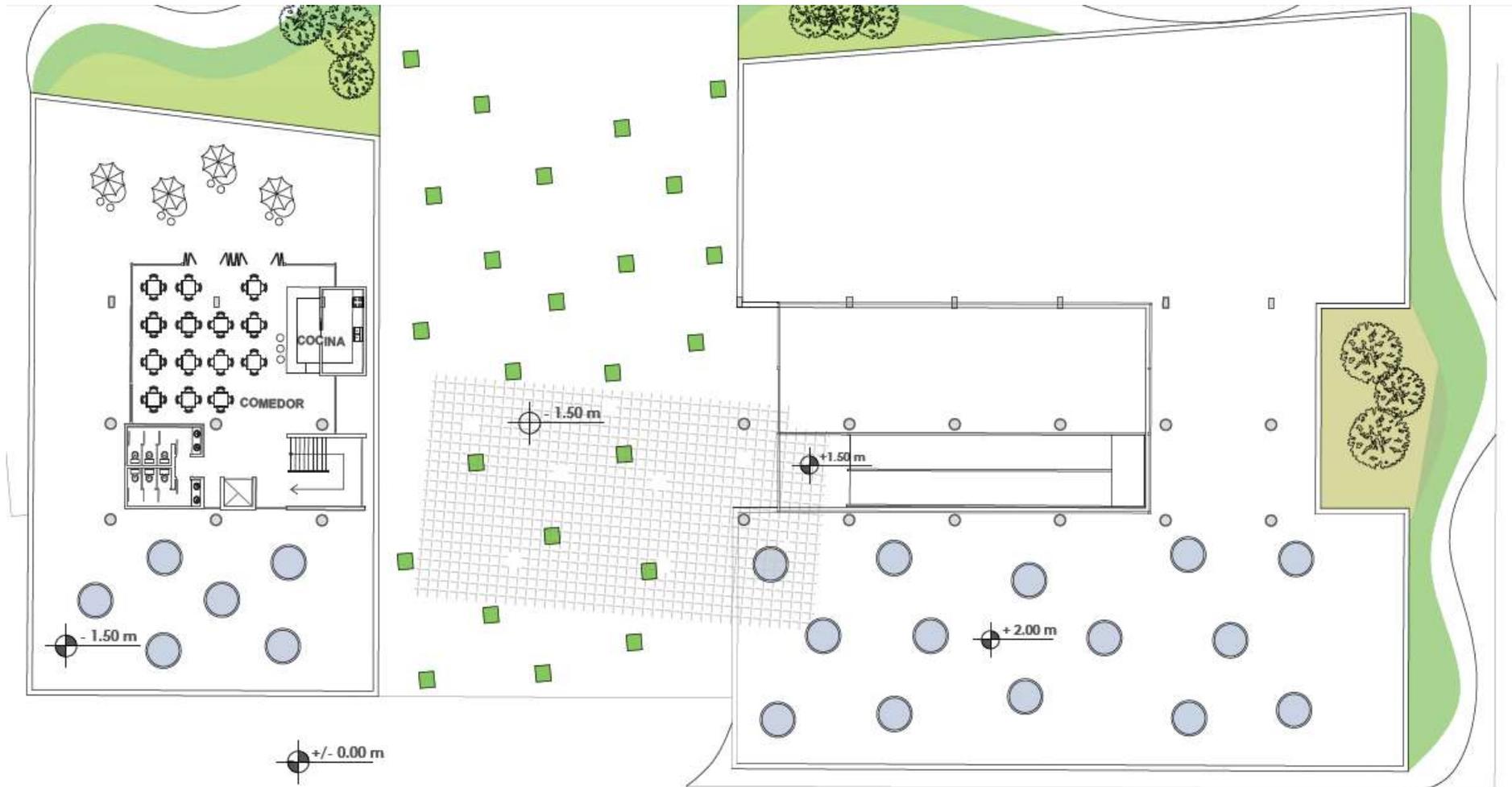


Figura 3.2.3: Vista del nivel 0

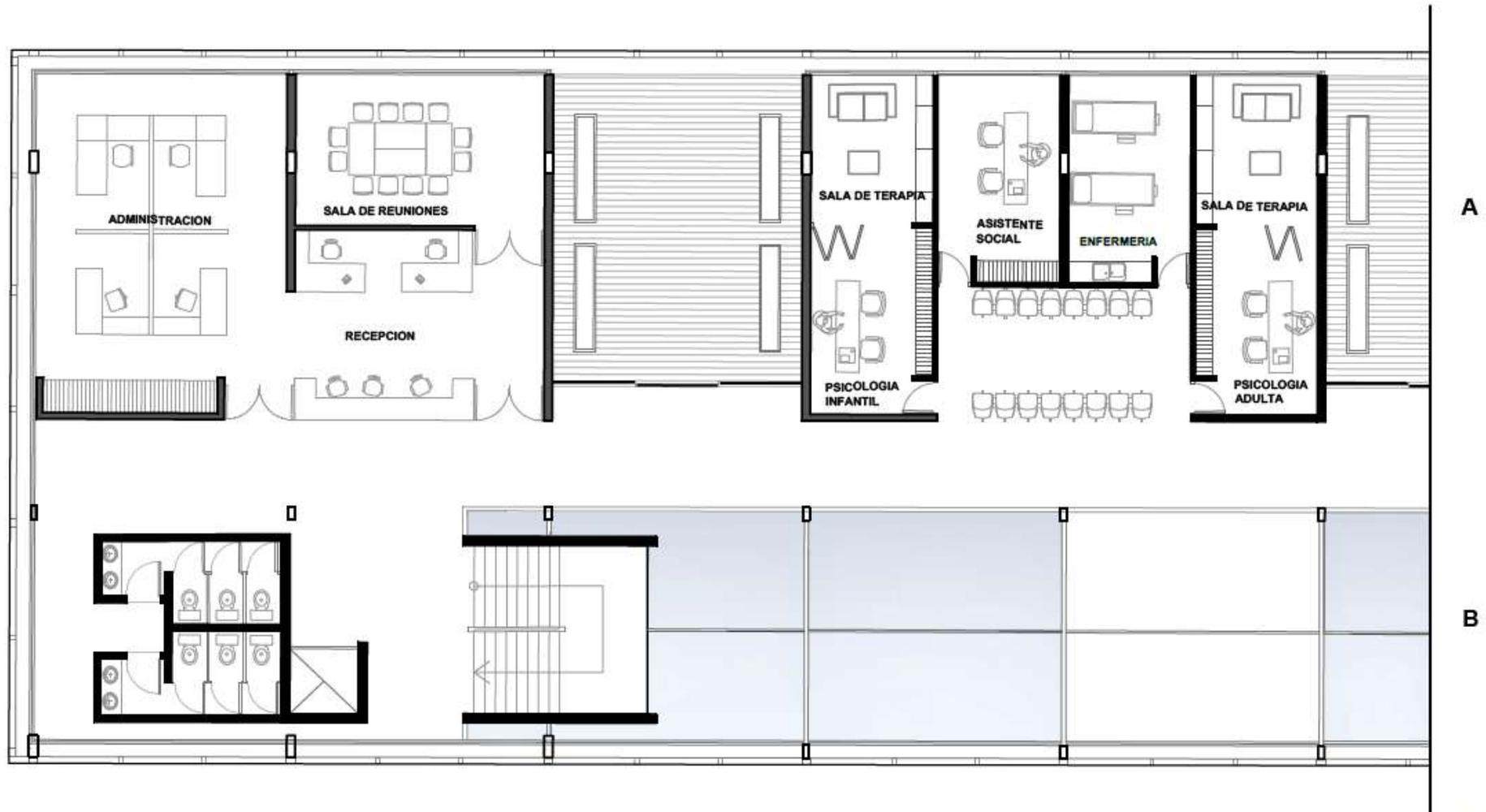


Figura 3.2.4: Vista del nivel 1, corte lado izquierdo

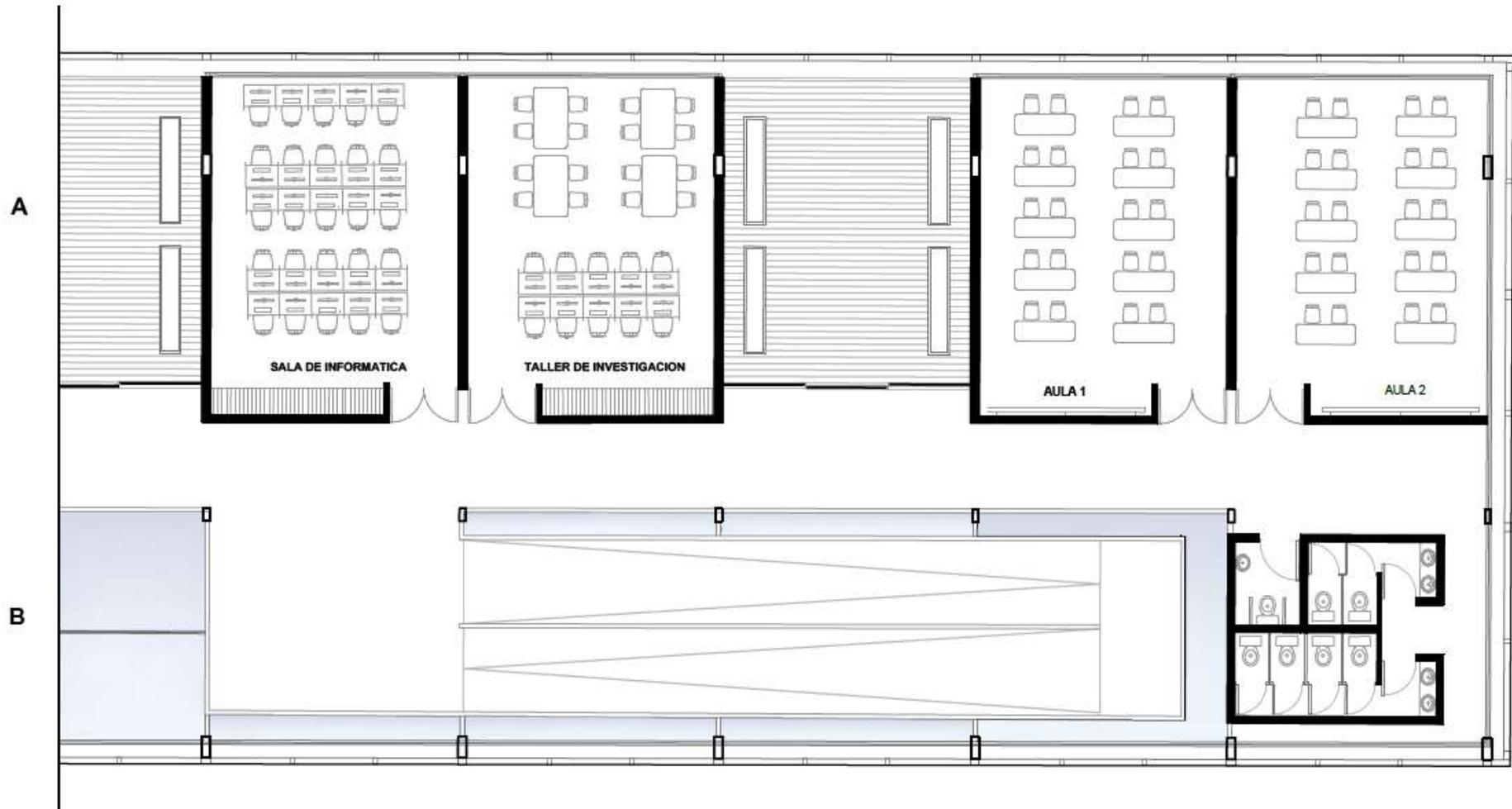


Figura 3.2.5: Vista del nivel 1, corte lado derecho

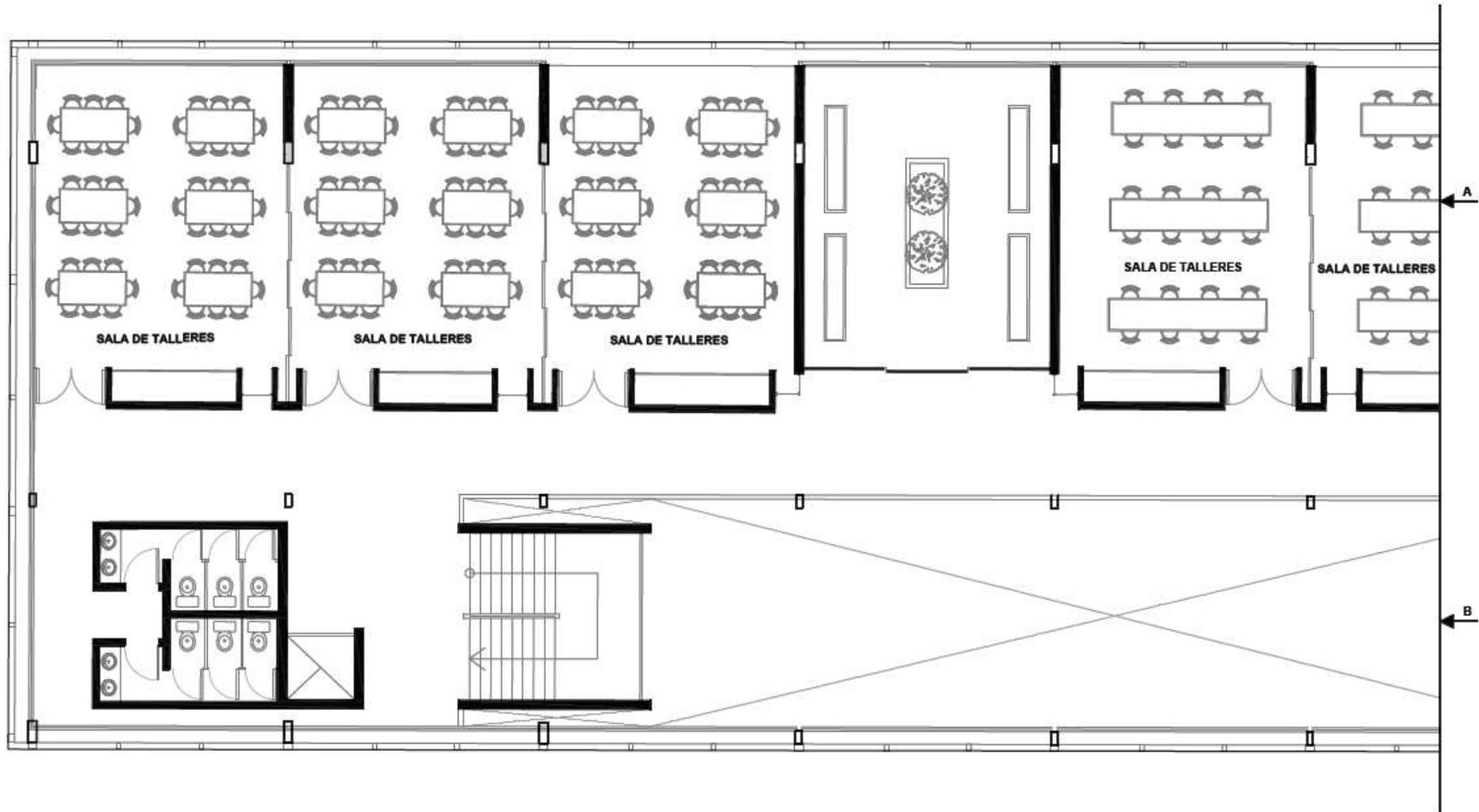


Figura 3.2.6: Vista del nivel 2, corte lado izquierdo

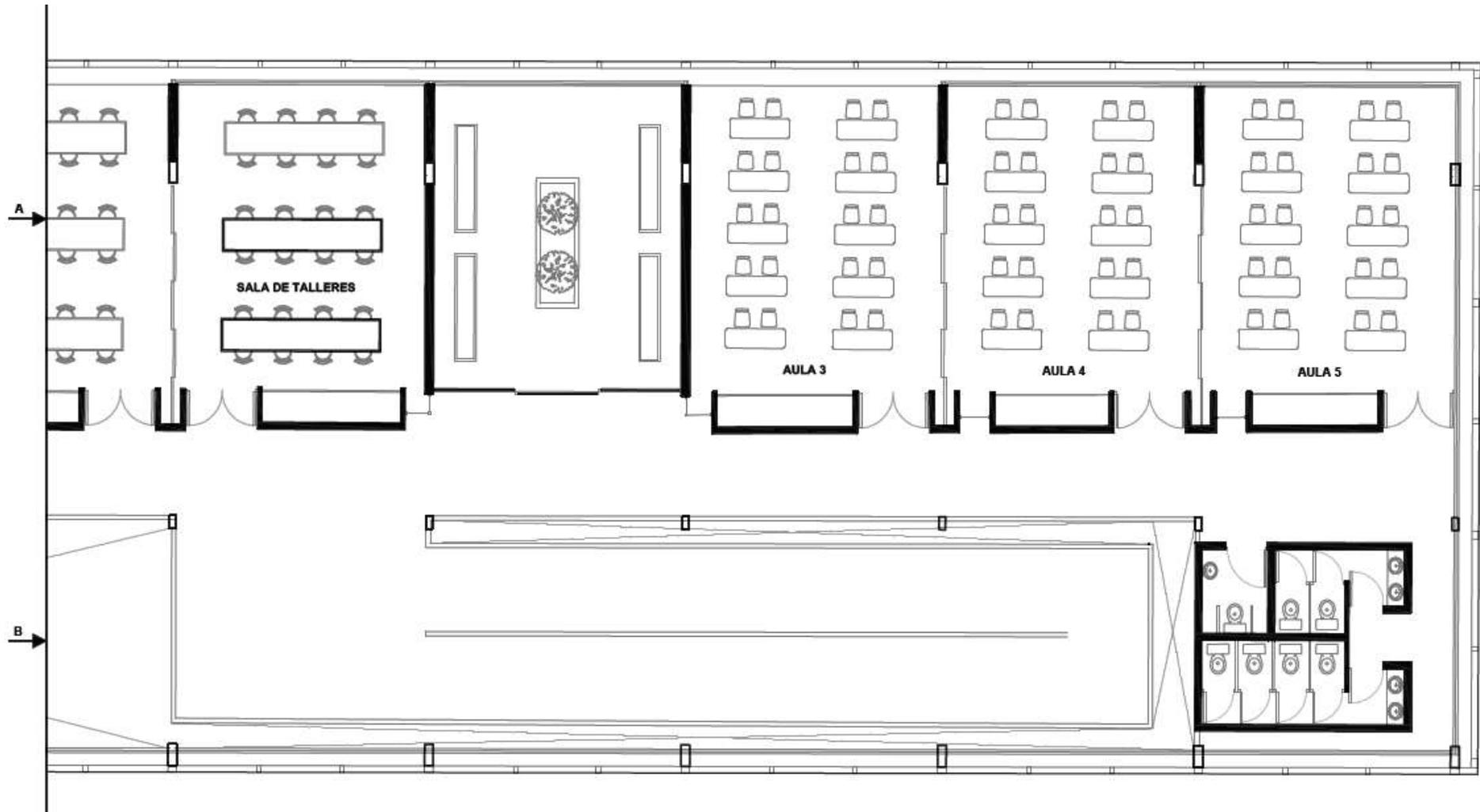


Figura 3.2.7: Vista del nivel 2, corte lado derecho

3.3. CIUDAD DE MAR DEL PLATA

La ciudad de Mar del Plata está ubicada sobre el Mar Argentino en las siguientes coordenadas: 38°00' latitud sur 57°34' longitud oeste.

Es el principal centro turístico y balneario de la Argentina se encuentra a sólo 404 km de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El clima es templado oceánico, con precipitaciones abundantes durante todo el año. La oscilación térmica anual no es elevada, la temperatura media en invierno es de 13 °C y en verano es de 27 °C. La humedad relativa promedio anual es del 80 %. La velocidad promedio del viento en verano es de 18,1 km/h. Las nevadas intensas no son regulares en la zona y se dan cada varios años. La caída y acumulación de nieve es un poco más común en la zona de Sierra de los Padres y en la zona costera sur, donde también las heladas son más frecuentes. En otoño e invierno son habituales las sudestadas, provocadas por la rotación de vientos fríos del oeste que se cargan de aire húmedo en el océano Atlántico, provocando lluvias intensas y mar de fondo.



Figura 3.3.1: Climograma de Mar del Plata. Fuente: CLIMATE-ORG

Las principales actividades son: portuaria pesquero, la turística y la industria textil. La actividad principal del puerto, la pesca, se complementa con barcos petroleros y cerealeros, además, cuenta con una nueva terminal para cruceros de pasajeros y una base naval de submarinos. Entre la gran variedad de industrias se destacan también la derivada de horticuultura, la construcción y la metalmecánica. Encontrándose algunas con asiento en el Parque Industrial de la ciudad.

La ciudad de Mar del Plata como cualquier otra ciudad turística, experimenta una notable variación entre la población estable, y la estacional. Debido al incremento poblacional se hace necesario generar una mayor oferta de bienes y servicios en los períodos de vacaciones o fines de semana largos. En el censo argentino de 2010 arrojó la cifra de 593.337 habitantes (REDATAM página oficial del INDEC) sobre un total de 316.014 viviendas censadas. [40]

3.4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Los valores utilizados para la caracterización del recurso solar, fueron extraídos del Atmospheric Science Data Center, en donde se encuentran los datos obtenidos por el Centro de Investigación Langley de la NASA. [41]

La información es obtenida ingresando las coordenadas geográficas del lugar en donde se ubicará el edificio.

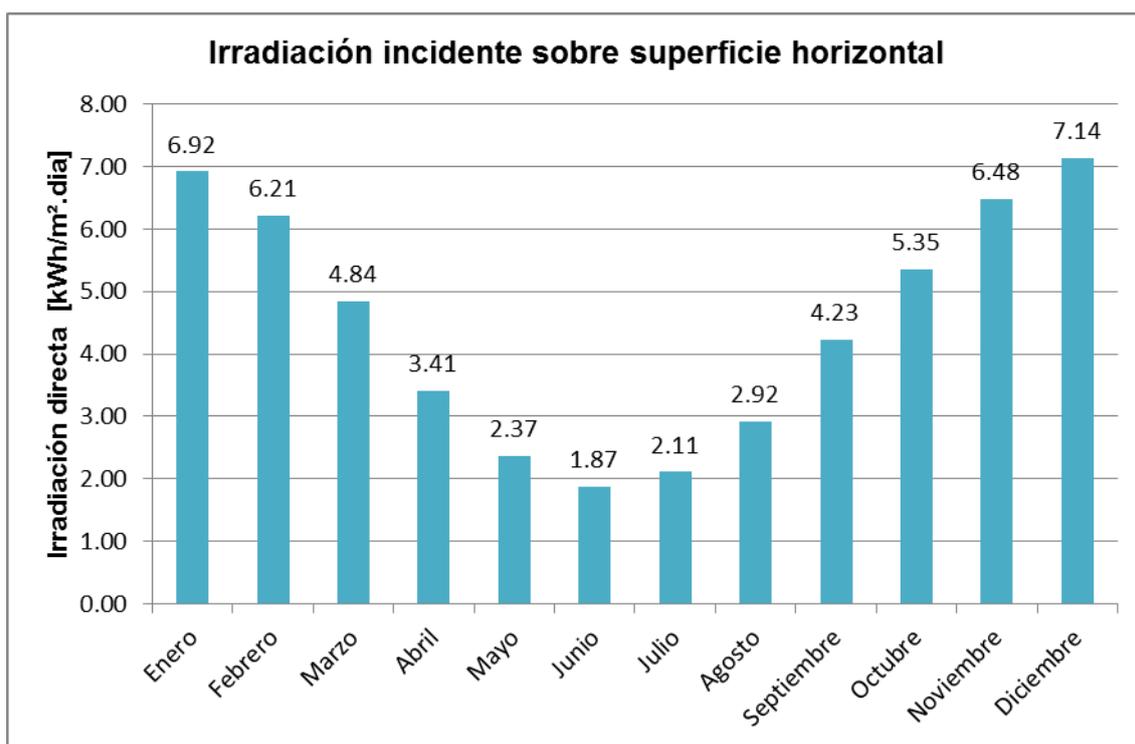


Figura 3.4.1: Irradiación directa sobre plano horizontal en el C.I.C. Fuente: SSE

Al analizar los datos, se observa que sus valores son bajos en comparación con otras zonas del país, esto es debido a las condiciones climáticas de la ciudad, cabe destacar que en la misma el promedio anual de nubosidad asciende al 56%.

A continuación se observa de manera gráfica el porcentaje de nubosidad.

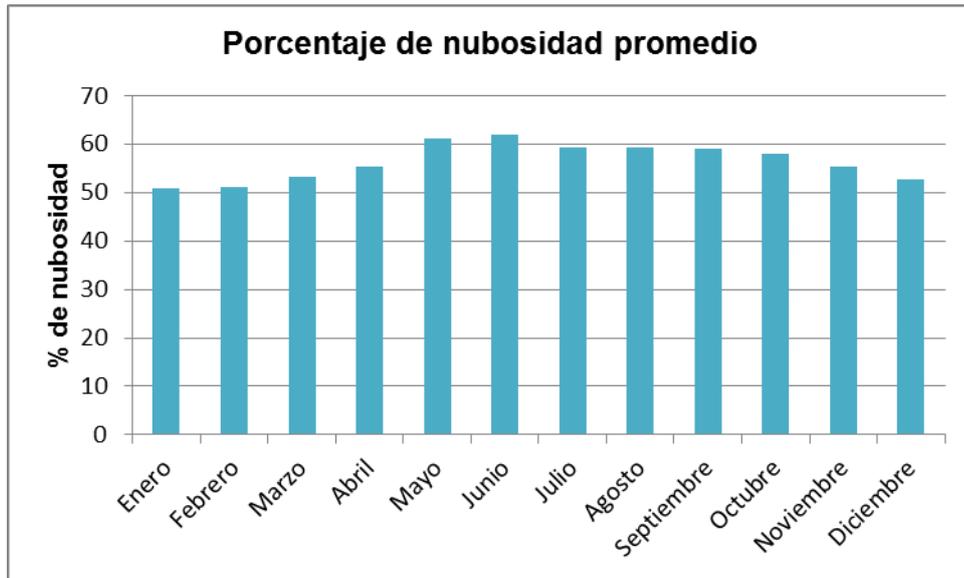


Figura 3.4.2: Porcentaje de nubosidad promedio. Fuente: SSE

Otro valor necesario para los cálculos de las instalaciones solares es el promedio de horas solares, también conocido como heliofanía.

| Mes | Heliofanía [h.día] |
|------------|--------------------|
| Enero | 14.4 |
| Febrero | 13.4 |
| Marzo | 12.3 |
| Abril | 11.1 |
| Mayo | 10.1 |
| Junio | 9.56 |
| Julio | 9.8 |
| Agosto | 10.6 |
| Septiembre | 11.8 |
| Octubre | 13 |
| Noviembre | 14.1 |
| Diciembre | 14.7 |

Figura 3.4.3: Heliofanía efectiva. Fuente: SSE

3.5. INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES

El ángulo de inclinación óptimo de las superficies captadoras de un sistema solar está determinado por muchos factores, entre ellos la radiación incidente en el lugar donde va situada la instalación, y el cielo solar, donde influye la sombra de objetos que no pueden ser eliminados, como edificios, montañas, etc.

En todo caso, la optimización de un sistema solar está dada por el factor económico de la instalación en su conjunto y no por la eficiencia óptima de una de las partes.
[42]

La eficiencia máxima de un panel solar se obtendría si el ángulo de los rayos solares, incidentes en él, fuera siempre de 90° .

En la práctica la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos $23,45^\circ$, respecto al plano de la órbita terrestre del sol, a una latitud definida la altura del sol en el horizonte cambia diariamente.

El sol está posicionado en un ángulo de incidencia de 90° respecto a la superficie terrestre (cénit) en el Ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios.

Fuera de la latitud tropical el sol no puede alcanzar el cenit sobre la superficie terrestre, pero alcanzará su punto más alto (dependiendo de la latitud) en el solsticio de verano en el hemisferio norte y en el solsticio de invierno en el hemisferio sur.

Los paneles fijos deben tener una orientación tan meridional como sea posible en el hemisferio norte, dado que la irradiancia solar es máxima al mediodía, la superficie del colector debe orientarse lo más al sur posible, por el contrario, en el hemisferio sur, la orientación óptima es hacia el norte.

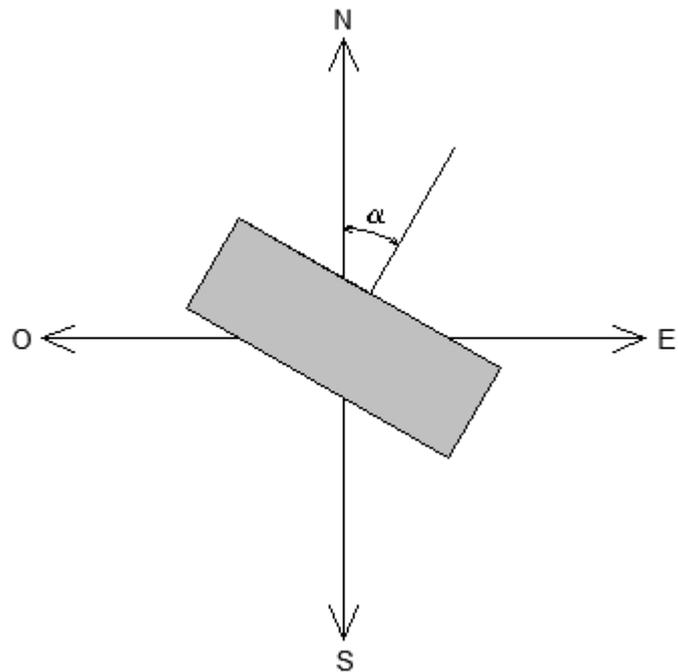


Figura 3.5.1: Ángulo de azimut

La orientación de los paneles puede indicarse con el ángulo de azimut, α , de desviación respecto a la dirección óptima, hacia el norte en el caso del hemisferio sur.

El ángulo de azimut se define como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano que pasa por el lugar de ubicación.

Los valores positivos de los ángulos de azimut muestran una orientación hacia el oeste, mientras que los negativos indican una orientación hacia el este. [43]

Cuando se trata de paneles montados al ras del suelo, la combinación de la inclinación y la orientación determinará la exposición de los propios paneles.

Por el contrario, cuando los paneles se integran en edificios, la exposición dependerá de la inclinación y orientación de la azotea o tejado.

Un panel no horizontal recibe, aparte de las radiaciones directa y difusa, la radiación reflejada por la superficie que lo rodea (albedo). En general se acepta un valor del coeficiente de albedo de 0,2. [44]

Una forma rápida de conocer la inclinación óptima de los paneles, para conseguir la máxima radiación solar, para cualquier orientación, se calcula con la siguiente fórmula [44]:

$$I_{op} = 3,7 + 0,69 * \textit{latitud} \quad (3.5.1)$$

Aplicando esta última ecuación para la ciudad de Mar del Plata, obtenemos:

$$I_{op} = 3,7 + 0,69 * 38,01 = 29,93^\circ \quad (3.5.2)$$

En base al valor obtenido en la ecuación anterior, se decide inclinar, tanto los colectores como los paneles solares, en 30°.

Teniendo en cuenta que los valores de irradiación presentados en la figura 3.4.1, fueron extraídos para un plano horizontal, se debe aplicar un factor de corrección que nos acerque más a los valores reales de exposición de los paneles inclinados.

De la página de la NASA [41], se obtienen los datos de ángulo óptimo y la irradiación dada para esa inclinación, como en nuestro caso vamos a mantener un ángulo de fijo de 30°, lo que hacemos es corregir los valores óptimos, entonces los datos a utilizar para el cálculo se presentan a continuación:

| Mes | Irradiación, óptima [kWh/m ² .dia] | Ángulo óptimo [°] | Factor de corrección | Irradiación, inclinación 30° [kWh/m ² .dia] |
|------------|--|----------------------|-------------------------|--|
| Enero | 6.91 | 7 | 0.921 | 6.36 |
| Febrero | 6.40 | 17 | 0.974 | 6.24 |
| Marzo | 5.41 | 32 | 0.999 | 5.41 |
| Abril | 4.58 | 48 | 0.951 | 4.36 |
| Mayo | 3.82 | 58 | 0.883 | 3.37 |
| Junio | 3.40 | 62 | 0.848 | 2.88 |
| Julio | 3.65 | 61 | 0.857 | 3.13 |
| Agosto | 4.09 | 51 | 0.934 | 3.82 |
| Septiembre | 5.03 | 38 | 0.990 | 4.98 |
| Octubre | 5.61 | 21 | 0.988 | 5.54 |
| Noviembre | 6.50 | 9 | 0.934 | 6.07 |
| Diciembre | 7.09 | 4 | 0.899 | 6.37 |

Tabla 3.5.1: Ángulo e irradiación óptimos e irradiación inclinada 30°. Fuente: SSE

El valor del factor de corrección es calculado como: [41]

$$\text{Factor de corrección} = \cos(\text{ángulo óptimo} - 30^\circ) \quad (3.5.3)$$

Los datos a utilizar para los cálculos son los de la última columna de la tabla anterior.

CAPÍTULO 4

4.1. DISEÑO DE INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO FOTOTÉRMICO

El agua caliente constituye un consumo energético importante en una casa teniendo diversos usos como la higiene personal y la limpieza en general. En general se considera que un consumo medio típico es del orden de los 40 litros por día y persona. En los países en desarrollo este consumo constituye entre el 30 y el 40% del consumo de energía de un hogar, este porcentaje es mayor que en los países desarrollados, donde el consumo de energía para producir agua caliente sanitaria (ACS) se supone del 26% del consumo total de la vivienda [45].

A nivel mundial, se ha convertido en el segundo uso energético doméstico en importancia después de la calefacción y la refrigeración. El calentamiento de agua mediante energía solar, más allá de ser una alternativa ecológica, se ha convertido en una tecnología económicamente atractiva y competitiva en muchos países.

En los últimos años se está produciendo un aumento notable de instalaciones de energía solar térmica en el mundo; los avances tecnológicos permitieron la fabricación de sistemas más eficientes y a menor costo y la sociedad está entendiendo la necesidad de sustituir los combustibles fósiles.

Los colectores solares son dispositivos utilizados para coleccionar, absorber y transferir energía solar a un fluido, que puede ser agua o aire. La energía solar, puede ser utilizada para calentar agua, para sistemas de calefacción o para climatización de piscinas.

Desde su invención, hace 120 años, se han desarrollado diversas formas de colectores solares térmicos, que van de los colectores planos a los colectores parabólicos y helióstatos. Se estima que en todo el mundo, el área instalada de colectores solares supera los 58×10^6 [m²] [45].

En Argentina el uso de colectores solares con este fin es muy bajo en contraste con otros países como los europeos o China.

4.2. TIPOS DE COLECTORES SOLARES PARA CALENTAR AGUA

- Colectores de placa plana con cubierta
- Colectores Concentradores Parabólicos Compuestos (CPC) Estacionarios
- Colectores de placa plana sin cubierta
- Colectores de tubos de vacío

4.2.1. COLECTORES DE PLACA PLANA CON CUBIERTA

Para calentar agua a temperatura media, para calefacción de espacios y para procesos industriales, son los más utilizados. [45].

Estos colectores calientan el fluido que circula a una temperatura considerablemente inferior a la del punto de ebullición del agua y son los más adecuados para aplicaciones donde la demanda de temperatura es de 30-70 °C. [46]

Constituidos esencialmente por una placa metálica (que puede ser de acero, hierro galvanizado, aluminio o preferiblemente de cobre) pintada de color negro mate, con el fin de absorber al máximo la radiación directa y también la difusa. La radiación solar después de ser absorbida es transformada en energía térmica. Sin embargo, como el ambiente se encuentra a una temperatura inferior a la de la placa, ésta comienza a perder la radiación, aunque sólo en la región del infrarrojo. Para reducir las pérdidas de energía en la parte posterior y laterales, la placa está encerrada en una caja bien aislada al fondo y lateralmente (usando lana de vidrio, estereofón, poliuretano o cáscara de arroz, aserrín etc.). Para reducir las pérdidas de energía por la parte superior, la fachada del colector está cubierta con una o más láminas de vidrio o de plástico transparente, permitiendo que penetre la luz solar pero evitando el escape de la radiación infrarroja emitida de la placa caliente. Por lo tanto, el aire dentro de la caja alcanza una alta temperatura. Después el calor neto absorbido por la placa es transferido a varios tubos de metal, verticales separados por una cierta distancia entre ellos, y unidos estrechamente a la placa, por los que el fluido se hace circular. Dichos tubos se colocan longitudinalmente de manera que el fluido frío entre por la parte baja y salga, una vez caliente, por la alta, debido a su menor densidad.

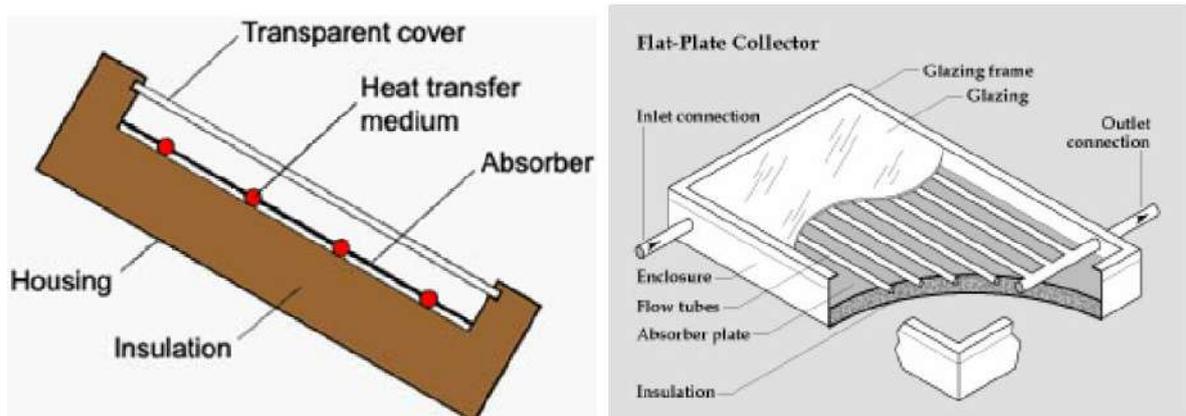


Figura 4.2.1.1. Esquema de un colector solar plano

Definiciones existentes para el área de un captador solar plano: [47]

- La superficie del absorbedor es el área máxima total sobre la que incide directamente la radiación solar perpendicular sobre los tubos absorbedores.

- La superficie de apertura es el área máxima del captador por la que penetra la radiación solar perpendicular al captador.
- La superficie total es el área máxima de proyección del captador completo, sin incluir los soportes y tubos de conexión hidráulica.

COLECTORES CONCENTRADORES PARABÓLICOS COMPUESTOS (CPC) ESTACIONARIOS

Los colectores cilindro parabólicos (CCP) son captadores solares de concentración, que transforman la radiación solar directa en energía térmica, calentando un fluido de trabajo. Consiste en un concentrador cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa sobre la línea focal de la parábola, en la que se sitúa el receptor: el tubo absorbedor. La misión del reflector cilindro parabólico es reflejar y proyectar la radiación solar de forma concentrada sobre el tubo absorbedor situado en la línea focal del reflector. Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da suficiente rigidez. En general son usados en centrales termoeléctricas, la dificultad que presentan es que necesitan gran extensión de terreno para su instalación a gran escala. Por lo general en el tubo absorbedor se encuentra aceite sintético el cual puede alcanzar unos 400°C, este fluido luego es bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir luego vapor sobrecalentado. El calor presente en este vapor, se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor convencional. [48] [49]

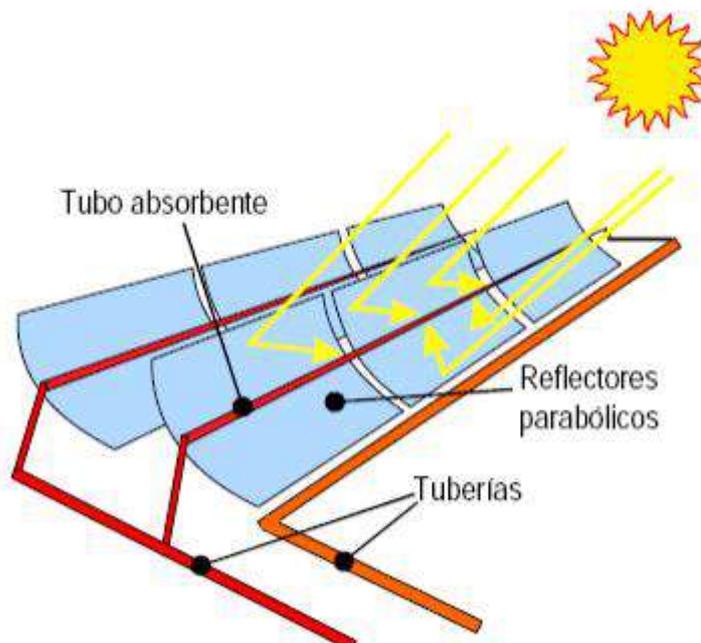


Figura 4.2.2.1: Funcionamiento de concentradores cilindro-parabólicos



Figura 4.2.2.2: Campo de concentradores con seguidor solar

4.2.2. COLECTORES DE PLACA PLANA SIN CUBIERTA

Este tipo de colectores, sencillos y baratos, consisten en un absorbedor pero carecen de la cubierta transparente. No incluyen ningún aislamiento adicional, de manera que la ganancia de temperatura queda limitada a unos 20 °C sobre la del aire del ambiente, son los más adecuados para aplicaciones de baja temperatura. Actualmente, son utilizados para la calefacción de piscinas al aire libre, calefacción de agua para lavar coches, y calefacción del agua utilizada en piscicultura. También existe un mercado potencial de estos colectores para calentamiento de agua en lugares remotos, como campamentos de verano.

Los absorbedores de estos colectores son generalmente de plástico negro tratado para resistir la luz ultravioleta, o están contruidos por tubos de metal o plástico recubiertos de pigmentos ennegrecidos por los que circula el agua. Dado que estos colectores no tienen cubierta, una gran parte de la energía solar absorbida se pierde principalmente por convección. [50]

4.2.3. COLECTORES DE TUBOS DE VACÍO

Estos colectores se componen de un conjunto de tubos de vacío (o evacuados) cada uno de los cuales contienen un absorbedor que es generalmente una plancha de metal con tratamiento selectivo o de color negro, el cual recoge la energía solar y la transfiere a un fluido portador. Gracias a las propiedades aislantes del vacío, las pérdidas de calor son reducidas y pueden alcanzarse temperaturas en el rango de 77 °C a 177 °C. De esta manera, este tipo de colectores resultan particularmente apropiados para aplicaciones de alta temperatura.

Por su forma cilíndrica, aprovechan la radiación de manera más efectiva que los colectores planos, al permitir que los rayos de sol incidan de forma perpendicular sobre los tubos durante la mayor parte del día. Estos colectores son hasta 30% más eficientes que los colectores planos, pero son bastante caros, por unidad de superficie suelen costar aproximadamente el doble que un colector de placa plana. Están bien adaptados para aplicaciones industriales de calefacción y también puede ser una alternativa eficaz a los colectores de placa plana para la calefacción doméstica, especialmente en regiones donde hay poca radiación o escasa heliofanía.

La técnica de vacío utilizada por los fabricantes de tubos fluorescentes, entre otros, se ha desarrollado hasta el punto de hacer rentable la producción en masa y la comercialización de sus equipos. Mediante la aplicación de esta tecnología, ha sido posible la construcción de los colectores solares de vacío que se comercializan en la actualidad y el mantenimiento de su elevado vacío. Debido a sus características geométricas, reciben el nombre de colectores de tubos de vacío. Existen dos tipos de colectores tubulares de vacío, según sea el método empleado para el intercambio de calor entre la placa y el fluido caloportador:

- ✓ De flujo directo.
- ✓ Con tubo de calor (heat pipe)

4.2.3.1. DE FLUJO DIRECTO

Estos consisten en un grupo de tubos de vidrio dentro de cada uno de los cuales hay una aleta de aluminio absorbedor, conectada a un tubo de metal (normalmente cobre) o tubo de vidrio. La aleta posee un recubrimiento selectivo que absorbe la radiación solar, e inhibe la pérdida de calor radiactivo. El fluido de transferencia de calor es el agua y se distribuye a través de las tuberías, una para la entrada del líquido y el otro para la salida de fluidos. Los colectores de tubos de vacío de corriente directa vienen en varias variedades de acuerdo al tipo de tubería utilizada.

1. Fluido concéntrico de entrada y salida (vidrio-metal)
2. Tuberías de entrada y salida separadas (vidrio-metal)
3. Dos tubos de vidrio fundido juntos en un extremo (vidrio-vidrio). [50]

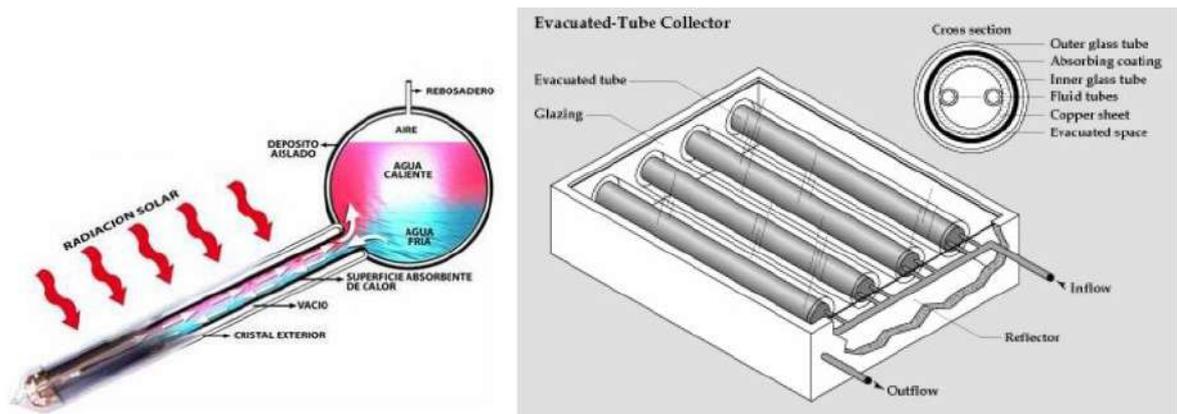


Figura 4.2.4.1.1. (a) Principio de funcionamiento Tubo de Flujo Directo (b) Colector de tubo de vacío de flujo directo

4.2.3.2. CON TUBO DE CALOR (HEAT PIPE)

En este sistema los tubos de vacío llevan un fluido vaporizante que no puede salir del interior del tubo y que funciona como caloportador. Este fluido se evapora por efecto de la radiación solar, asciende hasta el extremo superior del tubo que se encuentra a temperatura inferior, esto hace que el vapor se condense, ceda su energía y retorne a su estado líquido, cayendo por acción de la gravedad a la parte inferior del tubo, donde al recibir más radiación, vuelve a evaporarse y comienza un nuevo ciclo.

Los tubos de calor son considerados como los “superconductores” del calor, debido a su muy baja capacidad calorífica y a su excepcional conductividad (miles de veces superior a la del mejor conductor sólido del mismo tamaño). El uso del tubo de calor está muy extendido en la industria y, basándose en este principio de funcionamiento se fabrican los actuales colectores de vacío con tubo de calor.

Una ventaja del sistema de tubos de calor sobre el de flujo directo es la conexión "seca" entre el absorbedor y la cabecera, lo que hace más fácil la instalación y también significa que los tubos se pueden cambiar sin vaciar el fluido de todo el sistema. Un inconveniente de estos colectores con tubos de calor es que deben ser montados con un ángulo mínimo de inclinación de alrededor de 25 ° con el fin de permitir que el fluido interno de la tubería de calor retorne a la zona de absorción de calor, en cambio los de flujo directo pueden ser instalados de manera horizontal. [50]

Los costos específicos de los colectores son importantes. Los tubos colectores al vacío son sustancialmente más caros que los colectores de placa plana. Un buen colector no garantiza un buen sistema solar. [50]

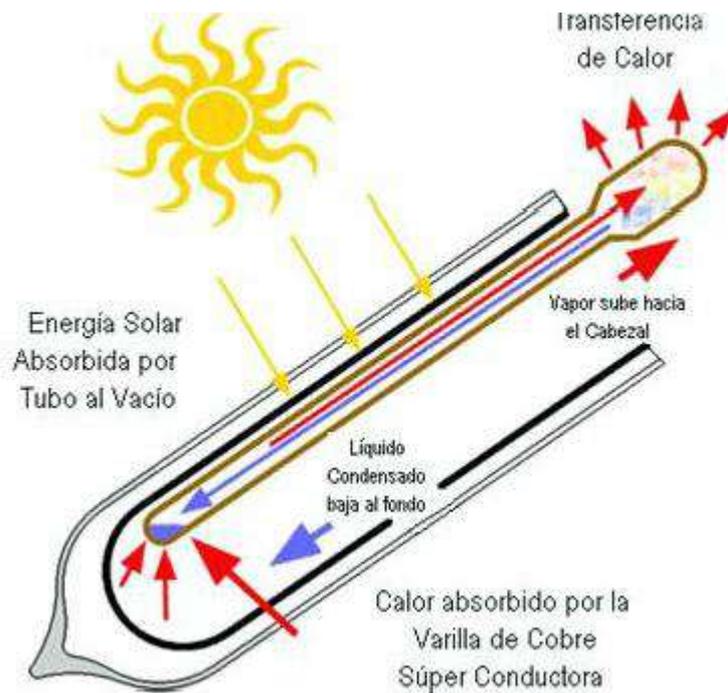


Figura 4.2.4.2.1. Principio de funcionamiento del tubo de calor.

El rango de temperaturas deseadas para el fluido que se calienta es el factor más importante cuando se elige el tipo de colector. Un absorbedor descubierto, no será apto para obtener temperaturas elevadas. La cantidad de radiación del lugar, la exposición a tormentas y granizo, y la cantidad de espacio que se necesita, deben ser cuidadosamente examinadas cuando se planifica un sistema solar.

Para este proyecto se deciden colocar colectores solares planos con cubierta, más adelante se realiza la selección de los mismos.

4.3. PÉRDIDAS DE CAPTADORES SOLARES PLANOS

A continuación se muestran los principales intercambios energéticos en un captador solar



Figura 4.3.1: Intercambios energéticos de un captador solar plano.

De donde se pueden deducir las siguientes pérdidas:

- Pérdidas ópticas: por reflexión del 4 a 6 % de la irradiación incidente, dependiendo del tipo de vidrio. Si la cubierta transparente no es de vidrio, la reflexión puede ser diferente.
- Pérdidas térmicas: básicamente las mayores pérdidas térmicas de un captador solar se producen por la cara anterior (cubierta transparente) en aproximadamente un 80% del total de las pérdidas. El resto por la cara posterior y los laterales dependiendo del aislamiento térmico que se incorpore y de las condiciones de temperatura y velocidad del viento.

Se calcula aproximadamente que un 60% de la radiación solar es aprovechada por el absorbente. El 40% restante se pierde por diferentes fenómenos. [52]

En la siguiente figura se puede observar aproximadamente los porcentajes de los flujos energéticos en un captador solar.



Figura 4.3.2: Pérdidas de un captador solar plano

4.4. EL RENDIMIENTO DE UN CAPTADOR SOLAR.

El rendimiento de un captador solar se define como el cociente entre la cantidad de energía que se obtiene (es decir, el calentamiento que experimenta el agua o fluido caloportador que circula por su interior) y la cantidad de energía recibida (es decir, la radiación solar incidente sobre el captador). Siendo Q_u la cantidad de energía entregada al fluido caloportador y Q_r la cantidad de energía procedente de la radiación solar, el rendimiento se puede expresar mediante la siguiente expresión,

$$\eta = \frac{Q_u}{Q_r} \quad (4.4.1)$$

Desarrollando las expresiones de Q_u y Q_r , se obtiene la siguiente ecuación,

$$\eta = F_R(\tau\alpha)_n - F_R U_L \cdot \frac{T_e - T_{amb}}{I} \quad (4.4.2)$$

Siendo:

- η : rendimiento del captador solar.
- $F_R(\tau\alpha)_n$: Factor de eficiencia óptica
- $F_R U_L$: Coeficiente global de pérdidas [$W/m^2 \cdot K$]
- T_e : Temperatura de entrada del captador [K]
- T_{amb} : Temperatura ambiente exterior [K]
- I : Irradiación incidente en el plano del captador [W/m^2]

Si se admite que los coeficientes de $F_R(\tau\alpha)_n$ y $F_R U_L$ son constantes, la representación gráfica de la expresión anterior es una recta, donde la ordenada al origen es $F_R(\tau\alpha)_n$, indica el rendimiento del captador considerando solamente el valor de las pérdidas ópticas y la pendiente $F_R U_L$, es indicativa de las pérdidas térmicas, que dependen de la temperatura de entrada del fluido al captador.

La determinación de los coeficientes característicos de los captadores solares se realiza mediante un ensayo normalizado efectuado en el laboratorio. El fabricante o distribuidor de los captadores es quien facilita esta información.

Para un mismo captador solar, los coeficientes característicos son diferentes si están referidos a la superficie de apertura, del absorbedor o la superficie total. Por lo tanto, no basta solo con conocer los coeficientes característicos del captador sino que es necesario saber a qué superficie están referidos. Normalmente se utiliza la superficie de apertura como referencia para la obtención de los coeficientes característicos del captador solar. Cuanto mayor sea el factor de eficiencia óptica y menor su coeficiente global de pérdidas, mejor será su rendimiento.

A modo de ejemplo se pueden comparar las curvas de rendimientos de dos captadores solares.

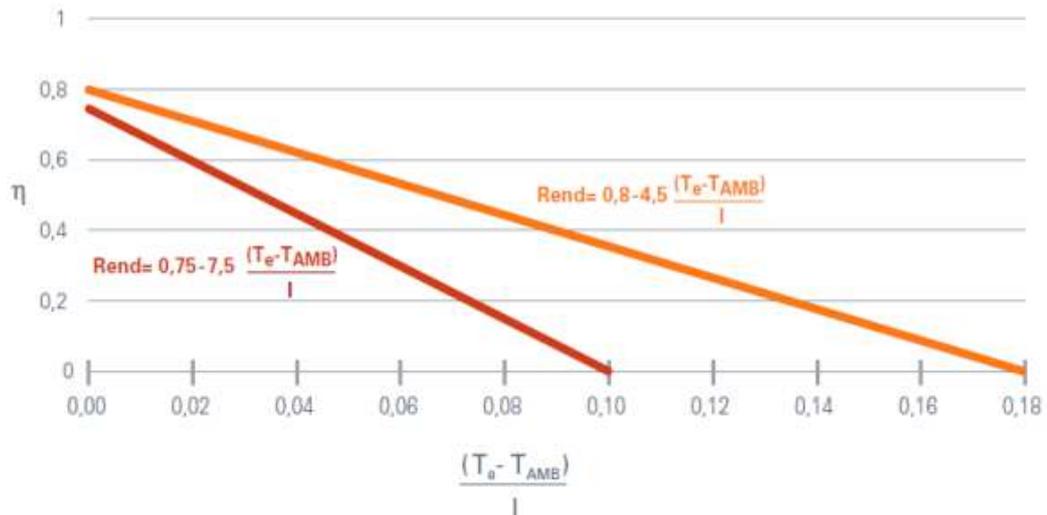


Figura 4.4.1: Curva de rendimiento de dos captadores solares

Como se puede comprobar, a medida que las condiciones de trabajo del captador son más desfavorables, mayor salto de temperatura $T_e - T_{amb}$ y menor radiación incidente, el rendimiento del captador solar disminuye. Esta disminución es más acusada para captadores que tienen un elevado coeficiente de pérdidas $F_R U_L$. [52]

4.5. DIMENSIONADO Y CÁLCULO

4.5.1. DATOS DE PARTIDA

Los datos de partida necesarios para el dimensionado y cálculo de la instalación están constituidos por dos grupos de parámetros que definen las condiciones de uso y climáticas.

- **Condiciones de uso** vienen dadas por la demanda energética asociada a la instalación según los diferentes tipos de consumo.
- **Condiciones Climáticas** vienen dadas por la radiación global total en el campo de captación, la temperatura ambiente diaria y la temperatura del agua de la red. [53]

4.5.2. MÉTODOS DE CÁLCULO PARA EL DIMENSIONADO BÁSICO

El dimensionado básico se refiere a la selección de la superficie de captadores solares y, en caso de que exista, al volumen de acumulación solar para la aplicación a la que está destinada la instalación.

Para la realización de los cálculos para dimensionar la instalación nos vamos a guiar por lo establecido en la reglamentación de la ordenanza solar de la ciudad de Rosario, Argentina. [55]

El dimensionado de una instalación, para cualquier aplicación, deberá realizarse de forma que en ningún mes del año la energía producida por la instalación solar supere el 110% de la demanda energética de consumo y no más de tres meses seguidos el 100%. A estos efectos, y para instalaciones de un marcado carácter estacional, no se tomarán en consideración aquellos períodos de tiempo en los cuales la demanda se sitúe un 50 % debajo de la media correspondiente al resto del año. El rendimiento de la instalación se refiere sólo a la parte solar de la misma. A estos efectos, se definen los conceptos de fracción solar y rendimiento medio estacional o anual de la siguiente forma:

$$A. \text{Fracción solar mes "x"} = \frac{\text{Energía solar aportada el mes "x"}}{\text{Demanda energética durante el mes "x"}} \cdot 100 \quad (4.5.2.1)$$

$$B. \text{Fracción solar año "y"} = \frac{\text{Energía solar aportada el año "y"}}{\text{Demanda energética durante el año "y"}} \cdot 100 \quad (4.5.2.2)$$

$$C. \text{Rendimiento medio año "y"} = \frac{\text{Energía solar aportada el año "y"}}{\text{Irradiación incidente año "y"}} \cdot 100 \quad (4.5.2.3)$$

D. Irradiación incidente año "y" =

Suma de las irradiaciones incidentes de los meses del año 'y' en el plano de captación (4.5.2.4)

E. Irradiaciones incidentes en el mes x =

Irradiación en el mes " x" * Superficie captadora (4.5.2.5)

El concepto de energía solar aportada en el año "y" se refiere a la energía demandada realmente satisfecha por la instalación de energía solar. Esto significa que para su cálculo nunca podrá considerarse más de un 100% de aporte solar en un determinado mes.

Para la aplicación de ACS, el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la siguiente relación:

$$50 < \frac{V}{A} > 180 \quad (4.5.2.6)$$

Siendo:

- V: Volumen de acumulación [l]
- A: Área total de los captadores [m²]

Se recomienda tomar un valor de acumulación, V, igual al volumen de demanda de agua caliente, M. Además, para instalaciones con fracciones solares bajas, se deberá considerar el uso de relaciones V/A pequeñas y para instalaciones con fracciones solares elevadas se deberá aumentar dicha relación. [55]

Se decide adoptar el método de cálculo que se presenta en la reglamentación de Rosario, denominado "F-Chart". El mismo es un proceso mundialmente utilizado y suficientemente exacto para realizar estimaciones de eficiencia mensual y anual, aunque no tanto en estimaciones semanales o diarias. [55]

El método F- Chart es una herramienta para estimar el desempeño promedio a largo plazo de un sistema solar-térmico. También es usado para evaluar el comportamiento de colectores solares.

El objetivo del método es obtener la curva f y estimar el desempeño de un colector solar. La curva f representa la fracción de carga calorífica mensual transformada a partir de energía solar, y, está definida en función de dos parámetros: la energía absorbida (ganancia) y la pérdida por reflexión en el colector solar. [56]

Este método permite estimar el aporte energético mensual que brindará un área determinada de una tecnología específica de colectores (f), a partir de valores que brindan dos factores adimensionales (D₁ y D₂), esto se explicará más adelante.

Para desarrollarlo se utilizan datos mensuales medios meteorológicos, y es perfectamente válido para determinar: [55]

- La demanda de energía térmica
- La energía solar térmica aportada
- La fracción solar mensual y anual
- El rendimiento medio anual.

La secuencia a seguir para desarrollar los cálculos, es la siguiente:

- Estimación de la demanda energética para el calentamiento de ACS.
- Determinación de la irradiación solar incidente en la superficie inclinada de los captadores
- Cálculo del parámetro D_1
- Cálculo del parámetro D_2
- Determinación del valor de f
- Determinación de la cobertura solar mensual
- Determinación de la cobertura anual.

4.6. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN

A continuación se realizarán los cálculos necesarios del dimensionado para el proyecto C.I.C.

Entonces, se detallan los pasos a seguir.

4.6.1. Determinación de la demanda energética para el calentamiento de agua destinada a la producción de agua caliente sanitaria.

La demanda energética determina la cantidad de calor necesaria mensual para calentar el agua destinada al consumo doméstico, calculándose mediante la siguiente expresión:

$$Q_a = c_e \cdot C \cdot N \cdot (t_{ac} - t_r) \quad (4.6.1.1)$$

Dónde:

- Q_a = Demanda energética mensual de calentamiento de agua caliente sanitaria. (J/mes)
- c_e = Calor específico (para el agua 4180 (J/kg °C))

- C = Consumo diario de agua caliente sanitaria (Litros/día)
- t_{ac} = Temperatura del agua caliente de acumulación, definida en 45°C
- t_r = Temperatura del agua de red o de pozo de alimentación fría (°C)
- N = Número de días del mes

Los valores del parámetro C, se obtienen a partir de la tabla 4.6.1.1 o la tabla 4.6.1.2.

| Criterio de consumo | Litros por día | Unidad |
|--|-----------------------|----------------------|
| Viviendas unifamiliares | 50 | Por persona |
| Viviendas multifamiliares | 30 | Por persona |
| Hospitales y clínicas | 50 | Por cama |
| Hoteles (1 estrellas) | 40 | Por cama |
| Residencia (ancianos, estudiantes, etc.) | 50 | Por persona |
| Vestuarios/duchas familiares | 20 | Por servicio/persona |
| Cuarteles | 20 | Por persona |
| Gimnasios | 30 | Por persona |

Tabla 4.6.1.1. Valores de consumo diario de agua caliente sanitaria para distintas aplicaciones a 45°C.

| Criterio de demanda | Litros/día-unidad | unidad |
|-------------------------------|--------------------------|---------------|
| Vivienda | 28 | Por persona |
| Hospitales y clínicas | 55 | Por persona |
| Ambulatorio y centro de salud | 41 | Por persona |
| Hotel ***** | 69 | Por persona |
| Hotel **** | 55 | Por persona |
| Hotel *** | 41 | Por persona |
| Hotel/hostal ** | 34 | Por persona |
| Camping | 21 | Por persona |
| Hostal/pensión * | 28 | Por persona |
| Residencia | 41 | Por persona |
| Centro penitenciario | 28 | Por persona |
| Albergue | 24 | Por persona |
| Vestuarios/Duchas colectivas | 21 | Por persona |
| Escuela sin ducha | 4 | Por persona |
| Escuela con ducha | 21 | Por persona |
| Cuarteles | 28 | Por persona |
| Fábricas y talleres | 21 | Por persona |
| Oficinas | 2 | Por persona |
| Gimnasios | 21 | Por persona |
| Restaurantes | 8 | Por persona |
| Cafeterías | 1 | Por persona |

Tabla 4.6.1.2. Demanda de referencia a 60°C. CTE - España

Los valores presentados en la tabla 4.6.1.2 fueron extraídos del Código Técnico de Edificación, CTE, de España, los mismos están referidos a una temperatura de 60°C, en nuestro caso la temperatura seleccionada es de 45°C, entonces se deberá aplicar la siguiente ecuación para obtener la demanda a la temperatura deseada:

$$D(T) = \sum_{1}^{12} D_i(T) \quad (4.6.1.2)$$

$$D_i(T) = D_i(60^{\circ}C) \cdot \left(\frac{60 - T_i}{T - T_i} \right) \quad (4.6.1.3)$$

Dónde:

- D(T)= demanda de ACS a la temperatura T;
- D_i(T)= demanda de ACS para el mes "i" a la temperatura T;
- D_i(60°C)= demanda de ACS para el mes "i" a la temperatura de 60°C;
- T = temperatura del acumulador final;
- T_i = temperatura media del AFS en el mes "i";

Recurrimos a la bibliografía con el fin de conocer la temperatura del agua de red o de pozo en la ciudad de Mar del Plata, en su lugar, encontramos los valores medios dados para la ciudad de Tandil en un estudio de la contaminación del agua de las cuencas de las Sierras de Tandil [57].

Decidimos tomar esos valores medios ya que no contamos con información de la ciudad de Mar del Plata.

$$T_{\text{agua potable de red}} = 17^{\circ}C \quad (4.6.1.4)$$

$$T_{\text{agua de pozo}} = 15,5^{\circ}C \quad (4.6.1.5)$$

Para poder realizar el cálculo de la demanda energética mensual, en principio se debe conocer el consumo diario de agua caliente en la instalación.

Para el caso del C.I.C. sólo se van a abastecer con agua caliente, generada por los colectores o energía auxiliar según corresponda, los sectores de subsuelo, sección duchas de vestuarios y al nivel 0 en el sector cocina, al resto de las áreas en donde corresponda usar agua será provista con agua fría de red.

Como en este caso necesitamos conocer el consumo estimado por persona en el área de la cocina, extraemos este valor de la tabla 4.6.1.2 dado para 60°C y mediante la ecuación 4.6.1.3 obtenemos el valor para una temperatura de 45°C,

Mientras que el consumo estimado para las duchas lo obtenemos de la tabla 4.6.1.1.

Se desconoce cuál será la ocupación del lugar, en principio, partiendo de la ocupación del sector del edificio se recurre al Decreto 351/79, titulado “Higiene y seguridad en el trabajo”, donde en el Anexo 7 del mismo se encuentra la sección correspondiente a la protección contra incendios. Del mismo, se obtienen los valores del factor de ocupación que se muestra a continuación: [58]

| USO | x en m2 |
|---|---------|
| a) Sitios de asambleas, auditorios, salas de conciertos, salas de baile | 1 |
| b) Edificios educacionales, templos | 2 |
| c) Lugares de trabajo, locales, patios y terrazas destinados a comercio, mercados, ferias, exposiciones, restaurantes | 3 |
| d) Salones de billares, canchas de bolos y bochas, gimnasios, pistas de patinaje, refugios nocturnos de caridad | 5 |
| e) Edificio de escritorios y oficinas, bancos, bibliotecas, clínicas, asilos, internados, casas de baile | 8 |
| f) Viviendas privadas y colectivas | 12 |
| g) Edificios industriales, el número de ocupantes será declarado por el propietario, en su defecto será | 16 |
| h) Salas de juego | 2 |
| i) Grandes tiendas, supermercados, planta baja y 1er. subsuelo | 3 |
| j) Grandes tiendas, supermercados, pisos superiores | 8 |
| k) Hoteles, planta baja y restaurantes | 3 |
| l) Hoteles, pisos superiores | 20 |
| m) Depósitos | 30 |
| En subsuelos, excepto para el primero a partir del piso bajo, se supone un número de ocupantes doble del que resulta del cuadro anterior. | |

Tabla 4.6.1.3. Factor de ocupación. Fuente: Estructplan

Por lo tanto, tomamos como referencia para el cálculo de personas en el gimnasio inciso “d” y para el comedor, inciso “b”. Además se propone un factor de simultaneidad con el fin de determinar un consumo más real.

| Sector | Área [m ²] | F.Ocup[xm ²] | Ocup [pers] | F. simult | Personas | C _{Unit} [l/pers.día] | C _{Tot} [l/día] |
|----------|------------------------|--------------------------|-------------|-----------|----------|--------------------------------|--------------------------|
| Subsuelo | 448 | 5 | 90 | 0.3 | 27 | 30.2 | 814.58 |
| Nivel 0 | 99 | 2 | 50 | 0.6 | 30 | 12.1 | 362.03 |

Tabla 4.6.1.4. Ocupación y consumo diario de ACS.

Finalmente, tenemos:

| Consumo CIC | |
|-------------------------|------|
| C [l/día] | 1177 |
| C [m ³ /día] | 1.18 |

Tabla 4.6.1.5. Consumo diario de ACS del edificio

Se obtiene un valor de consumo constante debido a que no existe una variación de las temperaturas del agua, además se estima una ocupación que se mantiene estable del edificio, a lo largo del año.

Aplicando la ecuación 4.6.1.1 se determina la demanda energética mensual. Teniendo como dato:

$$c_e = 4180000 \left[\frac{J}{m^3 \cdot ^\circ C} \right] = 1,16 \left[\frac{kWh}{m^3 \cdot ^\circ C} \right] \quad (4.6.1.6)$$

Entonces, las demandas mensuales se presentan en la siguiente tabla:

| Mes | Días | Q [J/mes] | Q [kWh/mes] |
|------------|------|------------|-------------|
| Enero | 22 | 3191931600 | 886.6 |
| Febrero | 20 | 2901756000 | 806.0 |
| Marzo | 22 | 3191931600 | 886.6 |
| Abril | 21 | 3046843800 | 846.3 |
| Mayo | 22 | 3191931600 | 886.6 |
| Junio | 21 | 3046843800 | 846.3 |
| Julio | 22 | 3191931600 | 886.6 |
| Agosto | 22 | 3191931600 | 886.6 |
| Septiembre | 21 | 3046843800 | 846.3 |
| Octubre | 22 | 3191931600 | 886.6 |
| Noviembre | 21 | 3046843800 | 846.3 |
| Diciembre | 22 | 3191931600 | 886.6 |

Tabla 4.6.1.4. Tabla de demanda energética mensual.

4.6.2. Determinación de la irradiación solar incidente en la superficie inclinada de los captadores.

Los valores que se van a utilizar para los cálculos son los presentados en la tabla 3.5.1, recordando que fueron tomados para una orientación total al Norte y con un ángulo de inclinación de 30°.

| Mes | Irradiación, inclinación 30° [kWh/m ² .dia] |
|------------|--|
| Enero | 6.36 |
| Febrero | 6.24 |
| Marzo | 5.41 |
| Abril | 4.36 |
| Mayo | 3.37 |
| Junio | 2.88 |
| Julio | 3.13 |
| Agosto | 3.82 |
| Septiembre | 4.98 |
| Octubre | 5.54 |
| Noviembre | 6.07 |
| Diciembre | 6.37 |

Tabla 4.6.2.1: Irradiación solar en plano inclinado de 30°.

4.6.3. Elección del captador

Para la elección del tipo de captador, se ha decidido emplear una comparación entre varios captadores comerciales, en la búsqueda se decidió tener en cuenta aquellos que presentaran la curva o ecuación del rendimiento y que tuvieran la mayor superficie de apertura.

Luego de evaluar varios colectores, se decidió seleccionar el modelo PA-F de la empresa Chromagen.

En la siguiente imagen, presentamos su curva de rendimiento:

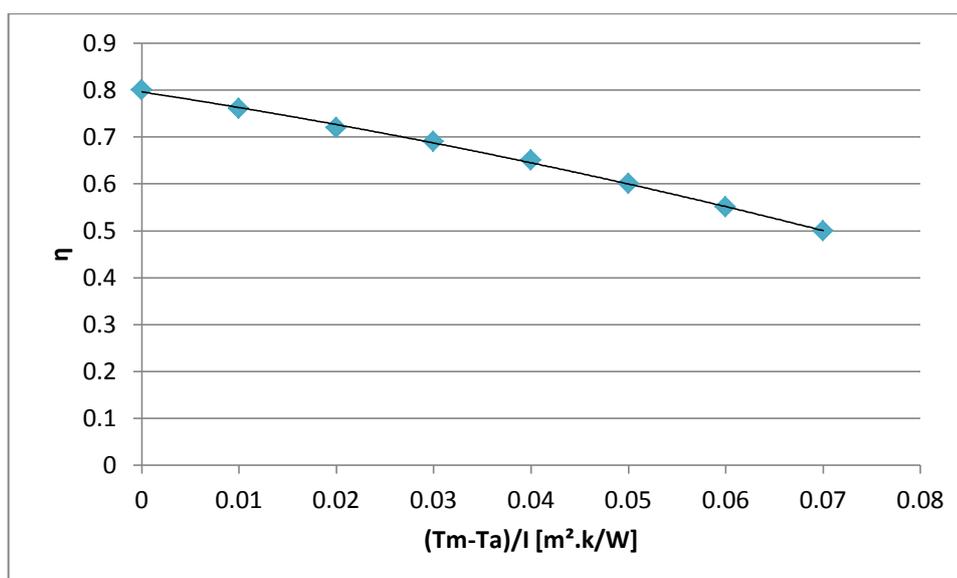


Figura 4.6.3.1. Curva de rendimiento del colector PA-F. Fuente: Catálogo Chromagen

Además, del catálogo obtenemos la siguiente información:

$$\text{Área de apertura} = 2,58 \text{ [m}^2\text{]} \quad (4.6.3.1)$$

$$\eta_0 = 80,1 \text{ \%} \quad (4.6.3.2)$$

$$k_1 = 3,195 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] \quad (4.6.3.3)$$

$$k_2 = 0,016 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K^2} \right] \quad (4.6.3.4)$$

Respecto al captador, el mismo, se compone básicamente de:

- Una caja exterior, con aislamiento en los laterales y en el fondo.
- Una cubierta transparente situada en la cara frontal del captador.
- Un absorbedor metálico, encargado de transformar la radiación solar en energía térmica y transmitirla al fluido caloportador que circula por su interior.

En la siguiente imagen se pueden observar los componentes del mismo:

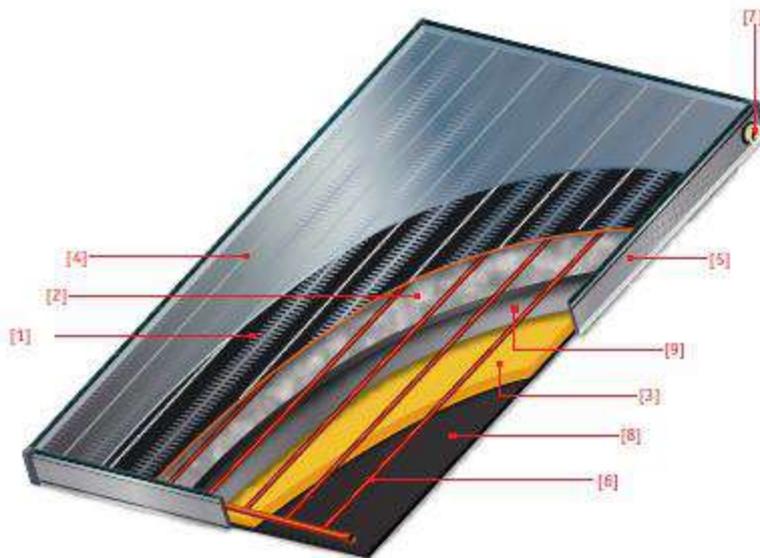


Figura 4.9.1.2. Componentes básicos de un captador

Siendo:

1. Absorbedor: Aleta de aluminio soldada por láser a parrilla de conductos de cobre lo que proporciona una óptima transferencia de calor entre ambos, asegurando una alta eficiencia.
2. Tratamiento del absorbedor: Tratamientos de pintura selectiva o sputtering ultraselectivo que aseguran una excelente absorptividad y una baja emisividad. Proporcionan los niveles más altos de funcionamiento incluso en climas fríos.
3. Aislamiento: Capa de poliuretano rígido inyectado más capa adicional de lana mineral, ambas de 25 mm de espesor. Esta capa extra proporciona un aislamiento adicional.
4. Vidrio solar: Panel único de vidrio solar de 3,2 mm de espesor. Diseñado para reducir la reflexión y templado para aumentar su resistencia y duración. Su bajo contenido en óxido de hierro permiten una alta transmisión solar (91%). Este vidrio está rodeado por una junta de goma de EPDM, altamente resistente a las variaciones de temperatura y a la radiación UV, que absorbe la expansión diferencial del marco y del vidrio.
5. Carcasa: Aluminio anodizado AL6063-T5.
6. Parrilla de tubos: Parrilla de tubos de cobre de 8 mm de diámetro conectada a tuberías colectoras de 22 mm.
7. Conexiones roscadas: Conexiones hembra roscadas de 3/4" de bronce.
8. Dorso: Polipropileno negro moldeado.
9. Lamina de aluminio: Adherida al aislamiento actúa como barrera contra pérdidas de calor por el dorso del captador.

Mayor información respecto al mismo se encuentra más adelante. [Anexo 4.1]

4.6.4. Cálculo del parámetro D_1

El parámetro D_1 expresa la relación entre la energía absorbida por el colector y la demanda energética durante un mes:

$$D_1 = \frac{\text{Energía absorbida por el captador}}{\text{Demanda energética mensual}} = \frac{E_a}{Q_a} \quad (4.6.3.1)$$

Donde, la energía absorbida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_a = S_c \cdot F'_r(\tau\alpha) \cdot R_1 \cdot N \quad (4.6.3.2)$$

Siendo:

- S_c : Superficie del captador [m^2]
- R_1 : Irradiación media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área [kJ/m^2]
- N : Número de días del mes
- $F'_r(\tau\alpha)$: Ordenada en el origen de la curva de rendimiento del colector.

Dónde:

- $F'_r(\tau\alpha)$: Factor adimensional, que viene dado por la siguiente expresión:

$$F'_r(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha)_n \cdot \left[\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \right] \cdot \left(\frac{F'_r}{F_r} \right) \quad (4.6.3.3)$$

Siendo:

- $F_r(\tau\alpha)_n$: Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, ordenada en el origen de la curva característica del captador.
- $\left[\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \right]$: Modificador del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante: 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).
- $\left(\frac{F'_r}{F_r} \right)$: Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar el valor de 0,95.

Para esta aplicación tomamos como valor del modificador del ángulo de incidencia: 0,96.

Reemplazando los valores y calculando, obtenemos:

$$F'_r(\tau\alpha) = 0,801 * 0,96 * 0,95 = 0,731 \quad (4.6.3.4)$$

La relación para convertir de kWh/m² en kJ/m² está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{kJ}{m^2} = 3600 \frac{kWh}{m^2} \quad (4.6.3.5)$$

Previamente es necesario conocer el valor de la superficie de captación, la misma se calcula como se indica a continuación:

$$S_c = N . A \quad (4.6.3.6)$$

Siendo:

N: Número de captadores de la instalación

A: Área de captación de un colector [m²]

Realizando los cálculos, obtenemos el parámetro del parámetro D₁:

| Mes | S _c [m ²] | F' _r (τ _α) | R ₁ [kJ/m ²] | N | Q _a [kJ/mes] | E _a [kJ/mes] | D ₁ |
|------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|----|-------------------------|-------------------------|----------------|
| Enero | 12.9 | 0.731 | 22898 | 22 | 3191932 | 4747297 | 1.487 |
| Febrero | | | 22449 | 20 | 2901756 | 4231102 | 1.458 |
| Marzo | | | 19464 | 22 | 3191932 | 4035291 | 1.264 |
| Abril | | | 15681 | 21 | 3046844 | 3103206 | 1.018 |
| Mayo | | | 12142 | 22 | 3191932 | 2517332 | 0.789 |
| Junio | | | 10380 | 21 | 3046844 | 2054179 | 0.674 |
| Julio | | | 11263 | 22 | 3191932 | 2335074 | 0.732 |
| Agosto | | | 13746 | 22 | 3191932 | 2849819 | 0.893 |
| Septiembre | | | 17932 | 21 | 3046844 | 3548621 | 1.165 |
| Octubre | | | 19947 | 22 | 3191932 | 4135472 | 1.296 |
| Noviembre | | | 21846 | 21 | 3046844 | 4323186 | 1.419 |
| Diciembre | | | 22941 | 22 | 3191932 | 4756075 | 1.490 |

Tabla 4.6.4.1: Cálculo del parámetro D₁

4.6.5. Cálculo del parámetro D₂

El parámetro D₂ expresa la relación entre las pérdidas de energía en el colector, para una determinada temperatura, y la demanda energética durante un mes:

$$D_2 = \frac{\text{Energía perdida por el captador}}{\text{Demanda energética mensual}} = \frac{E_p}{Q_a} \quad (4.6.5.1)$$

La energía perdida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_p = S_c \cdot F'_r U_L \cdot (100 - t_a) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (4.6.5.2)$$

Siendo:

- S_c Superficie del captador [m^2]
- $F'_r U_L$: Pendiente de la curva característica del captador (coeficiente global de pérdidas del captador)
- t_a : Temperatura ambiente media mensual [$^{\circ}C$]
- Δt : Periodo de tiempo considerado [s]
- K_1 : Factor de corrección por almacenamiento
- K_2 : Factor de corrección, para ACS.

Dónde:

$$F'_r U_L = F_r \cdot U_L \left(\frac{F'_r}{F_r} \right) \quad (4.6.5.3)$$

El factor de corrección por almacenamiento, K_1 , se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$K_1 = \left[\frac{\text{kg de acumulación}}{75 \cdot S_c} \right]^{-0,25} \quad (4.6.5.4)$$

$$37,5 < \frac{\text{kg de acumulación}}{m^2 \text{ captación}} < 300 \quad (4.6.5.5)$$

El factor de corrección K_2 , para ACS, que relaciona la temperatura mínima de ACS, la del agua de red y la media mensual ambiente, es obtiene de la siguiente expresión:

$$K_2 = \frac{11,6 + 1,18 \cdot t_{ac} + 3,86 \cdot t_r - 2,32 \cdot t_a}{(100 - t_a)} \quad (4.6.5.6)$$

Siendo:

- t_{ac} : Temperatura mínima del ACS
- t_r : Temperatura del agua de red
- t_a : Temperatura media mensual del ambiente

Los datos de temperatura ambiente media mensual para la ciudad de Mar del Plata se presentan a continuación: [59]

| Mes | T amb [°C] |
|------------|------------|
| Enero | 19.6 |
| Febrero | 19.1 |
| Marzo | 17.8 |
| Abril | 14.4 |
| Mayo | 11.1 |
| Junio | 8.6 |
| Julio | 7.8 |
| Agosto | 8.5 |
| Septiembre | 9.7 |
| Octubre | 12 |
| Noviembre | 15.2 |
| Diciembre | 17.4 |

Tabla 4.6.5.1: Temperatura media ambiente en Mar del Plata. Fuente: ClimateOrg

El período de tiempo, Δt , considerado a fin de los cálculos se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta t [seg] = \text{Horas de sol diarias} * N * 3600 \quad (4.6.5.7)$$

Dónde:

- N : Número de días del mes

El valor medio de las horas solares diarias o heliofanía, se presenta a continuación:

| Mes | Horas Sol [hr/mes] | Horas Sol [s/mes] |
|------------|--------------------|-------------------|
| Enero | 14.4 | 1140480 |
| Febrero | 13.4 | 964800 |
| Marzo | 12.3 | 974160 |
| Abril | 11.1 | 839160 |
| Mayo | 10.1 | 799920 |
| Junio | 9.6 | 722736 |
| Julio | 9.8 | 776952 |
| Agosto | 10.6 | 839520 |
| Septiembre | 11.8 | 892080 |
| Octubre | 13.0 | 1029600 |
| Noviembre | 14.1 | 1065960 |
| Diciembre | 14.7 | 1164240 |

Tabla 4.6.5.2: Heliofanía efectiva en horas y segundos. Fuente: SSE

Como se indicó en la ecuación 4.6.5.4, para calcular el valor de K_1 es necesario conocer el valor del volumen del tanque de acumulación.

No se considera que existe una única hora de consumo de punta, sino que por satisfacer el funcionamiento de las duchas el consumo se divide en varias puntas, por esta razón, al momento de seleccionar el volumen de acumulación se prevé acumular el 50% de la demanda diaria, siendo la misma de 589 litros, se toma el próximo valor comercial siendo de 600 litros.

En la ecuación 4.6.5.5 se da una ecuación que permite verificar si el valor es aceptable, el resultado obtenido se presenta a continuación:

| Vacumul [l] | Sc [m ²] | V/A |
|-------------|----------------------|-----|
| 600 | 12.9 | 47 |

Tabla 4.6.5.3: Verificación del volumen de acumulación considerado

En base a lo anterior, se calcula el valor del parámetro D_2 :

En la ecuación 4.6.5.5 se da una ecuación que permite obtener un rango de valores aceptables.

| Mes | Sc [m ²] | F _{rUL} | T _a [°C] | Δt [seg] | Vacumul [Kg] | K1 | T _{ac} [°C] | T _r [°C] | K2 | E _p [kJ/día] | Q _a [kJ/día] | D ₂ |
|------------|----------------------|------------------|---------------------|----------|--------------|-------|----------------------|---------------------|-------|-------------------------|-------------------------|----------------|
| Enero | 12.9 | 4.015 | 19.6 | 1140480 | 600 | 1.127 | 45 | 15.5 | 0.983 | 5262254 | 3191932 | 1.649 |
| Febrero | | | 19.1 | 964800 | | | | | 0.992 | 4516972 | 2901756 | 1.557 |
| Marzo | | | 17.8 | 974160 | | | | | 1.013 | 4732268 | 3191932 | 1.483 |
| Abril | | | 14.4 | 839160 | | | | | 1.065 | 4462789 | 3046844 | 1.465 |
| Mayo | | | 11.1 | 799920 | | | | | 1.111 | 4611530 | 3191932 | 1.445 |
| Junio | | | 8.6 | 722736 | | | | | 1.144 | 4411216 | 3046844 | 1.448 |
| Julio | | | 7.8 | 776952 | | | | | 1.154 | 4826284 | 3191932 | 1.512 |
| Agosto | | | 8.5 | 839520 | | | | | 1.145 | 5135374 | 3191932 | 1.609 |
| Septiembre | | | 9.7 | 892080 | | | | | 1.130 | 5311937 | 3046844 | 1.743 |
| Octubre | | | 12 | 1029600 | | | | | 1.099 | 5810164 | 3191932 | 1.820 |
| Noviembre | | | 15.2 | 1065960 | | | | | 1.053 | 5553481 | 3046844 | 1.823 |
| Diciembre | | | 17.4 | 1164240 | | | | | 1.019 | 5718694 | 3191932 | 1.792 |

Tabla 4.6.5.4: Cálculo del parámetro D_2

4.6.6. Determinación del valor de f

Una vez obtenidos D_1 y D_2 , aplicando la ecuación inicial se calcula la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de energía solar.

La misma está dada por el valor de f, cuyo valor se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$f = 1,029 \cdot D_1 - 0,065 \cdot D_2 - 0,245 \cdot D_1^2 + 0,0018 \cdot D_2^2 + 0,0215 \cdot D_1^3 \quad (4.6.6.1)$$

Reemplazando los valores anteriores se calcula el valor de f para cada mes:

| Mes | D1 | D2 | f |
|------------|-------|-------|-------|
| Enero | 1.487 | 1.649 | 0.957 |
| Febrero | 1.458 | 1.557 | 0.949 |
| Marzo | 1.264 | 1.483 | 0.860 |
| Abril | 1.018 | 1.465 | 0.725 |
| Mayo | 0.789 | 1.445 | 0.580 |
| Junio | 0.674 | 1.448 | 0.499 |
| Julio | 0.732 | 1.512 | 0.536 |
| Agosto | 0.893 | 1.609 | 0.639 |
| Septiembre | 1.165 | 1.743 | 0.792 |
| Octubre | 1.296 | 1.820 | 0.856 |
| Noviembre | 1.419 | 1.823 | 0.916 |
| Diciembre | 1.490 | 1.792 | 0.950 |

Tabla 4.6.6.1: Cálculo de la fracción de la carga calorífica mensual, f

A continuación graficamos el valor de f para cada mes, siendo su valor el porcentaje de cobertura solar de la demanda energética necesaria para la generación de agua caliente sanitaria.

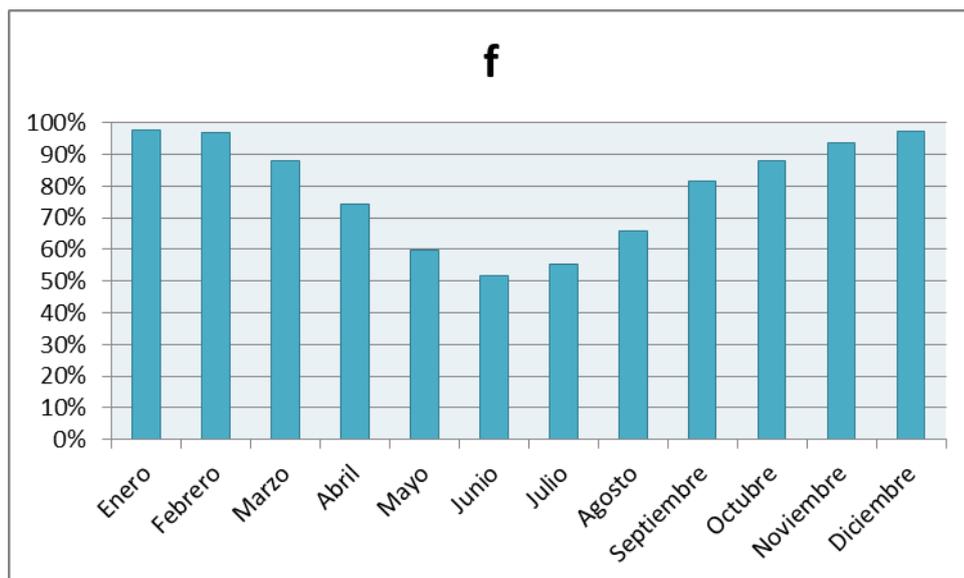


Figura 4.6.6.1: Porcentaje de cobertura solar

Cómo se mencionó al comienzo del apartado 4.5.2, se debe tener en cuenta que el valor de f porcentual no exceda en más de dos meses seguidos el 100% y en ningún mes el 110%, además para el cálculo no se consideran aquellos periodos en que la demanda se sitúe por debajo del 50%, para nuestro caso la demanda es constante durante todo el año, es por esto que se consideran todos los meses.

Por lo tanto, se van realizando variaciones en el número de colectores y se busca cual es la cantidad necesaria para cumplir las condiciones anteriores.

A continuación se observa una tabla en donde se realiza la comparación de los valores de f porcentual teniendo 4, 5 o 6 colectores:

| Mes | f % | | |
|------------|----------------------|----|-----|
| | Número de colectores | | |
| | 4 | 5 | 6 |
| Enero | 85 | 98 | 108 |
| Febrero | 84 | 97 | 107 |
| Marzo | 76 | 88 | 98 |
| Abril | 63 | 74 | 84 |
| Mayo | 50 | 60 | 68 |
| Junio | 43 | 52 | 59 |
| Julio | 46 | 55 | 63 |
| Agosto | 56 | 66 | 75 |
| Septiembre | 70 | 81 | 91 |
| Octubre | 76 | 88 | 98 |
| Noviembre | 81 | 94 | 104 |
| Diciembre | 85 | 97 | 107 |

Tabla 4.6.6.2: Valor de f porcentual respecto a la variación de colectores conectados

Como se observa, si se colocan 6 colectores, durante cuatro meses seguidos el valor de f excede el 100%, por lo tanto no cumple una de las condiciones. En caso de colocar 4 colectores, el porcentaje de cobertura es bajo, llegando como máximo a un 85%. Sin embargo, si se colocan 5 colectores, los valores se encuentran cercanos al 100% y además se cumplen las condiciones mencionadas anteriormente.

Finalmente, el número de colectores seleccionado para cubrir en parte las demandas de agua caliente sanitaria del edificio es de:

$$\text{Número de colectores} = 5 \quad (4.6.6.2)$$

4.6.7. Determinación de la cobertura solar o fracción solar mensual

La energía útil captada cada mes, Q_u , tiene el valor:

$$Q_u = f \cdot Q_a \quad (4.6.7.1)$$

Dónde:

- Q_a : Demanda energética mensual de la instalación en cuestión.

4.6.8. Determinación de la cobertura solar o fracción solar anual

Mediante igual proceso operativo que el desarrollado para un mes, se operará para todos los meses del año. La relación entre la suma de las coberturas mensuales y la suma de las cargas caloríficas o necesidades mensuales de calor, determinará la

cobertura anual del sistema:

$$Cobertura \text{ o fracción solar anual} = \frac{\sum_{u=1}^{12} Q_u}{\sum_{a=1}^{12} Q_a} \quad (4.6.8.1)$$

Se obtiene el siguiente resultado:

| Mes | f | Q _a [kJ/mes] | Q _u [kJ/mes] | Fracción anual |
|------------|-------|-------------------------|-------------------------|----------------|
| Enero | 0.957 | 3191932 | 3054472 | 0.771 |
| Febrero | 0.949 | 2901756 | 2754752 | |
| Marzo | 0.860 | 3191932 | 2746145 | |
| Abril | 0.725 | 3046844 | 2209745 | |
| Mayo | 0.580 | 3191932 | 1849841 | |
| Junio | 0.499 | 3046844 | 1519285 | |
| Julio | 0.536 | 3191932 | 1710569 | |
| Agosto | 0.639 | 3191932 | 2039005 | |
| Septiembre | 0.792 | 3046844 | 2413826 | |
| Octubre | 0.856 | 3191932 | 2733332 | |
| Noviembre | 0.916 | 3046844 | 2790057 | |
| Diciembre | 0.950 | 3191932 | 3031515 | |

Tabla 4.6.8.1: Cálculo de la fracción solar

Para interpretar mejor el cálculo anterior observamos el resultado gráficamente:

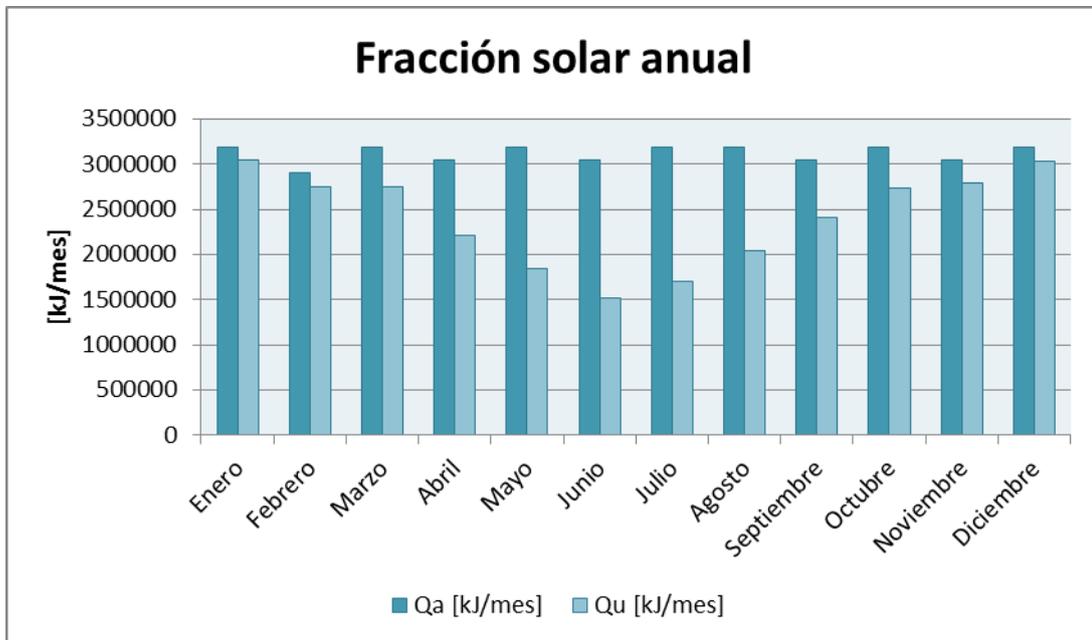


Figura 4.6.8.1: Demanda energética vs. Energía útil captada

4.7. AHORRO DE ENERGÍA CONVENCIONAL

En la tabla 4.7.1 se muestra el abastecimiento y ahorro energético total del C.I.C.

| Consumo energético del C.I.C. [kJ/año] | | kWh/año |
|--|----------|---------|
| Energía total consumida | 37432652 | 10398 |
| Energía auxiliar total | 8580109 | 2383 |
| Energía ahorrada total | 28852544 | 8015 |

Tabla 4.7.1. Abastecimiento energético del C.I.C.

4.8. SISTEMA DE ENERGÍA CONVENCIONAL AUXILIAR

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de energía convencional auxiliar.

Queda prohibido el uso de sistemas de energía convencional auxiliar en el circuito primario de captadores.

El sistema convencional auxiliar se deberá diseñar para cubrir el servicio como si no se dispusiera del sistema solar. Sólo entrará en funcionamiento cuando sea estrictamente necesario y de forma que se aproveche lo máximo posible la energía extraída del campo de captación. [61]

4.8.1. Cálculo del sistema de energía auxiliar

La producción de ACS está determinada por el binomio “potencia/capacidad de la acumulación”. Se denominan sistemas de acumulación a aquellos cuyo volumen cubre la hora de consumo de punta, mientras que la denominación semi acumulación se reserva para capacidades de acumulación que sólo cubren unos minutos del consumo de punta. La energía útil que proporcione el sistema debe ser capaz de cubrir la demanda en la punta que es:

$$E_{hp} [Wh] = Q_{punta} [l] \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH}) [^{\circ}C] \cdot 1,16 \left[\frac{Wh}{l^{\circ}C} \right] \quad (4.8.1.1)$$

Dónde:

- T_{ACS} : Temperatura de utilización del ACS
- T_{AFCH} : Temperatura del agua de la red.

La energía proporcionada por el sistema es la suma de la que aporta la producción (intercambiador) más la almacenada en los depósitos de acumulación. La energía que aporta la producción referida a 1 hora, resulta:

$$E_{producción} [Wh] = P_{calderas} [W] \cdot 1 [h] \cdot \eta_{prodACS} \quad (4.8.1.2)$$

Dónde:

- $P_{calderas}$: Potencia útil de las calderas
- $\eta_{prodACS}$: Rendimiento del sistema de producción de ACS, incluye las pérdidas por intercambio, acumulación, distribución y recirculación. Suele tomarse como 0,75.

La energía acumulada en los depósitos, que puede ser utilizada durante la punta de consumo es:

$$E_{acumulación} [Wh] = V_{acumulación} [l] \cdot (T_{acumulación} - T_{AFCH}) [°C] \cdot 1,16 \left[\frac{Wh}{l \cdot °C} \right] \cdot F_{uso\ acumulación} \quad (4.8.1.3)$$

Dónde:

- $V_{acumulación}$: Volumen total de los depósitos (Acumulación o interacumuladores)
- $T_{acumulación}$: Temperatura de acumulación del agua, puede ser igual o superior a la de uso
- $F_{uso\ acumulación}$: Es el factor de uso del volumen acumulado, depende de la geometría (esbeltez) y del número de depósitos de acumulación, ya que en el interior de los mismos existe una zona de mezcla entre las aguas fría y caliente, en la cual la temperatura resulta inferior a la de uso, por lo que dicho volumen no puede ser utilizado.

$$F_{uso\ acumulación} = 0,63 + 0,14 \cdot \frac{H}{D} \quad (4.8.1.4)$$

Si existen varios depósitos conectados hidráulicamente en serie, el factor de uso se aplicará a uno solo, los demás contribuirán con su volumen total; si la conexión es en paralelo afecta a todos. Para dimensionar la instalación de producción de ACS debe considerarse que la energía aportada (producción más acumulación) ha de igualar a la consumida en la punta; por ello si los volúmenes de acumulación son menores las potencias deberán ser mayores (sistemas de semi acumulación, o semi instantáneos) y si los volúmenes de acumulación son mayores las potencias podrán ser inferiores (sistemas de acumulación). [62]

La potencia a instalar resulta:

$$P_{calderas} = \frac{[Q_{punta} \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH}) - V_{acumulación} \cdot (T_{acumulación} - T_{AFCH}) \cdot F_{uso\ acumulación}] \cdot 1,16}{\eta_{prod\ ACS}} \quad (4.8.1.5)$$

Siendo:

$$Q_{punta} = 1177 [l] * 0,5 = 588,5 [l] \quad (4.8.1.6)$$

Cuando se calculó el parámetro D_2 , en el apartado 4.6.5, se establece un valor de acumulación de 600 [l].

La temperatura de acumulación se estima en 50°C.

Para poder realizar los cálculos se deben conocer las dimensiones del tanque, por lo tanto se selecciona un tanque de la empresa Junkers, el modelo elegido es Gamma G-I, cuyas características son:

| Acumulador Gamma G-I | |
|----------------------|------|
| V acumul [l] | 600 |
| Alto [mm] | 1730 |
| Diámetro [mm] | 770 |

Tabla 4.8.1.1: Características tanque de acumulación Junkers

La información respecto a este producto se encuentra en la sección anexo. [Anexo 4.2]

Se calcula, con la ecuación 4.8.1.4, el factor $F_{uso\ acumulación}$ para el mismo:

$$F_{uso\ acumulación} = 0,63 + 0,14 \cdot \frac{1730}{770} = 0,945 \quad (4.8.1.7)$$

Reemplazando estos valores en la ecuación 4.8.1.5:

$$P_{calderas} = \frac{[588,5 \cdot (45 - 15,5) - 600 \cdot (50 - 15,5) \cdot 0,945] \cdot 1,16}{0,75} \quad (4.8.1.8)$$

Se tiene una potencia negativa, valor absurdo, ya que se ha tomado un volumen de acumulación superior al consumo.

En estos casos, la potencia de calderas vendrá impuesta por el tiempo de recuperación de la temperatura del depósito. Para brindar un mejor servicio consideramos un tiempo de calentamiento de 1 hora, entonces:

$$Potencia [W] = \frac{600 [l](50 - 15,5)[^{\circ}C] \cdot 1,16 \left[\frac{Wh}{l^{\circ}C} \right]}{1 h} = 24012 [W] \quad (4.8.1.9)$$

Entonces:

$$Potencia [W] = 24,012 [kW] = 20646,6 \left[\frac{kcal}{h} \right] \quad (4.8.1.10)$$

Buscamos en un catálogo comercial una caldera que se adecue a las condiciones impuestas. Se selecciona el modelo CAC 20, de la empresa JIT Calderas.

En el anexo se encuentra la información respecto a este producto. [Anexo 4.3]

4.9. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR

4.9.1. DISTRIBUCIÓN

La distribución de los captadores se realiza a nivel de superficie, en uno de los lados de la construcción, el circuito secundario se instalará en una sala de máquinas aledaña al edificio, en el nivel 0, desde donde se dispondrá la alimentación a las salidas de agua caliente; en este lugar se dispondrá el depósito de ACS, junto a las bombas del circuito secundario y primario respectivamente, además del intercambiador de calor y dispositivos varios.

En la siguiente imagen se puede observar cual es la distribución estimada, cabe aclarar que al momento de realizar la construcción se podrá ver modificada.

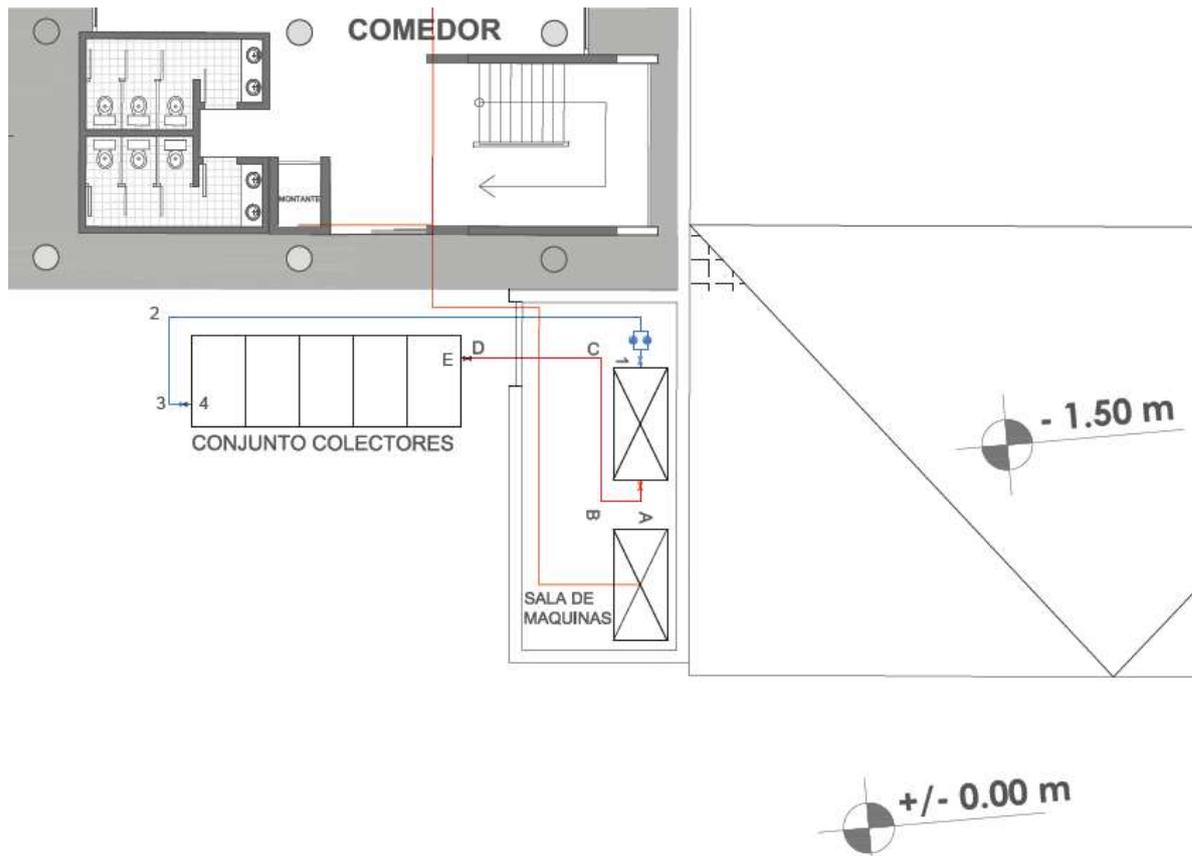


Figura 4.9.1.1. Distribución espacial de los captadores solares.

En esta configuración la instalación solar cederá el calor mediante un intercambiador al proceso de ACS para almacenarlo en el depósito de acumulación. Para este proceso, el agua que absorbe la energía del circuito primario mediante el intercambiador, es agua de red. Además a la salida del intercambiador se encuentra la caldera de gas, la misma se pondrá en funcionamiento en caso de ser necesario su apoyo para lograr la temperatura del agua requerida. La entrada de agua a la caldera se realiza con la cañería de retorno.

Si bien al momento de calcular la potencia de la caldera se utilizó la temperatura del agua de red, se cree que el agua proveniente del retorno estará unos grados por encima de la misma, consiguiendo entonces un menor salto térmico, lo que se estima implique un ahorro energético.

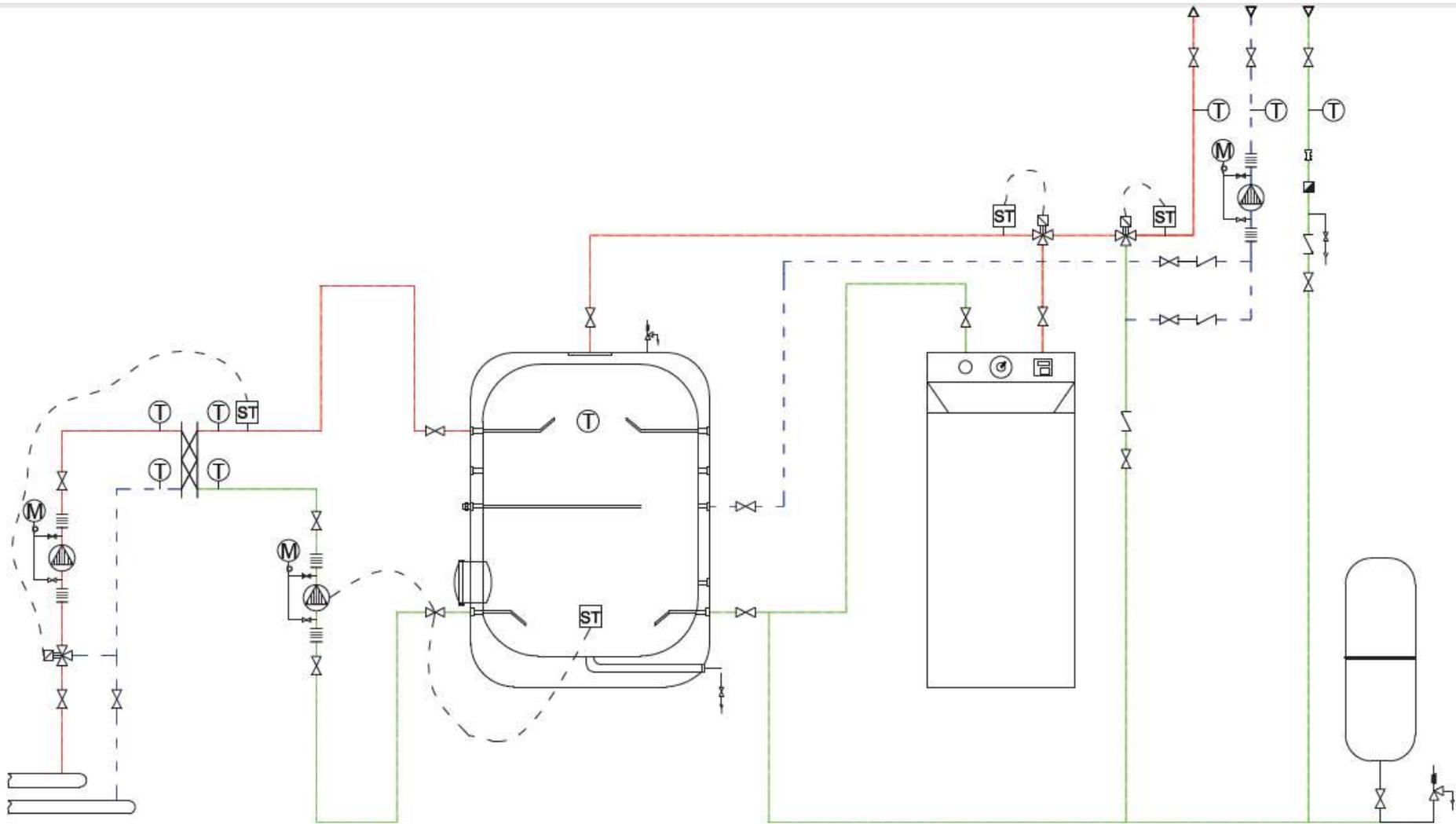


Figura 4.9.1.2. Esquema de la instalación de los componentes

A continuación se detalla la simbología utilizada en la figura 4.9.1.2.

| | | | |
|---|-----------------------------|---|-----------------------------|
|  | Tubería ACS |  | Valvula de seguridad |
|  | Tubería agua fría |  | Vaciado |
|  | Tubería retorno |  | Filtro |
|  | Valvula de corte |  | Bomba |
|  | Valvula antirretorno |  | Termometro |
|  | Valvula de 3 vias |  | Manometro |
|  | Sonda de temperatura | | |

Figura 4.9.1.3. Simbología instalación hidráulica

4.10. SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR

Por sistema de captación solar se entiende el conjunto de elementos encargados de recibir la radiación procedente del sol, transformarla en energía calorífica y hacerla llegar al sistema de intercambio y acumulación.

4.11. CIRCUITO PRIMARIO

4.11.1. UBICACIÓN DE LOS CAPTADORES

Se buscó la ubicación de los captadores en un terreno aledaño al edificio.

Para realizar los cálculos no se tendrán en cuenta las pérdidas en cuanto a sombras, debido a que el lugar es amplio y no se hayan obstáculos que dificulten la llegada de los rayos solares, lo que nos beneficia en cuanto a aprovechar el mayor rendimiento de los colectores.

4.11.2. PÉRDIDAS EN LOS COLECTORES SOLARES

La orientación e inclinación del sistema de captación y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas de irradiación o energía anual respecto al óptimo, sean inferiores a los límites que se presentan a continuación.

Se considerarán tres casos: general, superposición de captadores e integración arquitectónica.

| | Orientación e inclinación (OI) | Sombras (S) | Total (OI + S) |
|-----------------------------------|--------------------------------|-------------|----------------|
| General | 10% | 10% | 15% |
| Superposición | 20% | 15% | 30% |
| Integración Arquitectónica | 40% | 20% | 50% |

Tabla 4.11.2.1: Límite de pérdidas anual de irradiación solar por efecto de la inclinación, orientación y sombras

Se debe evaluar la disminución de prestaciones que se origina al modificar la orientación e inclinación de la superficie de captación, siguiendo el procedimiento que se detalla a continuación.

Se considera que existe integración arquitectónica cuando los captadores cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal del colector con el fin de favorecer la autolimpieza de los captadores. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.

Habiendo determinado el ángulo de acimut del captador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida.

Para ello se utilizará el siguiente disco de pérdidas por orientación e inclinación. [55]
[60]

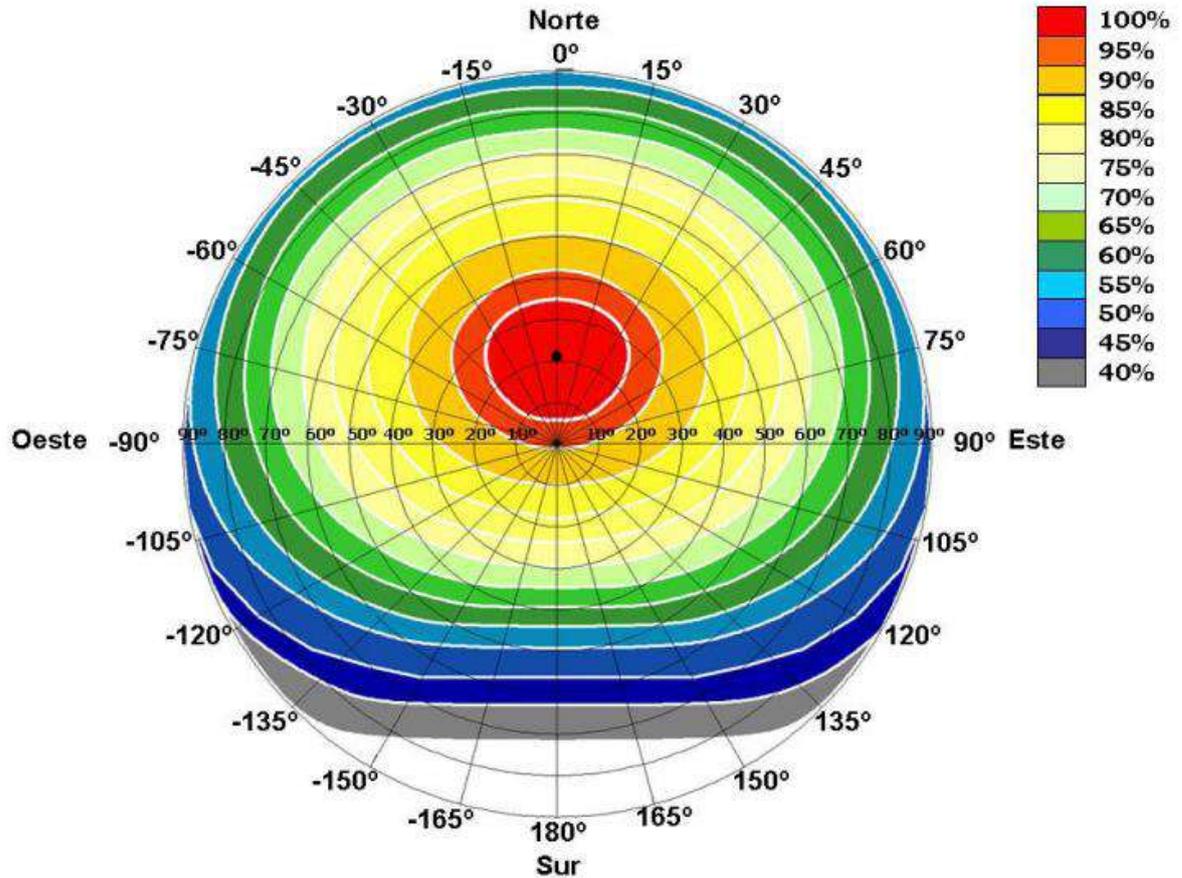


Figura 4.11.2.1: Determinación del porcentaje de energía anual que se pierde por variación de inclinación y orientación del captador

Conocido el acimut, determinamos en la figura 4.11.2.1 los límites para la inclinación. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %, para superposición, del 20 % y para integración arquitectónica, del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de acimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima. Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites.

A continuación se realiza el cálculo para la instalación del C.I.C.:

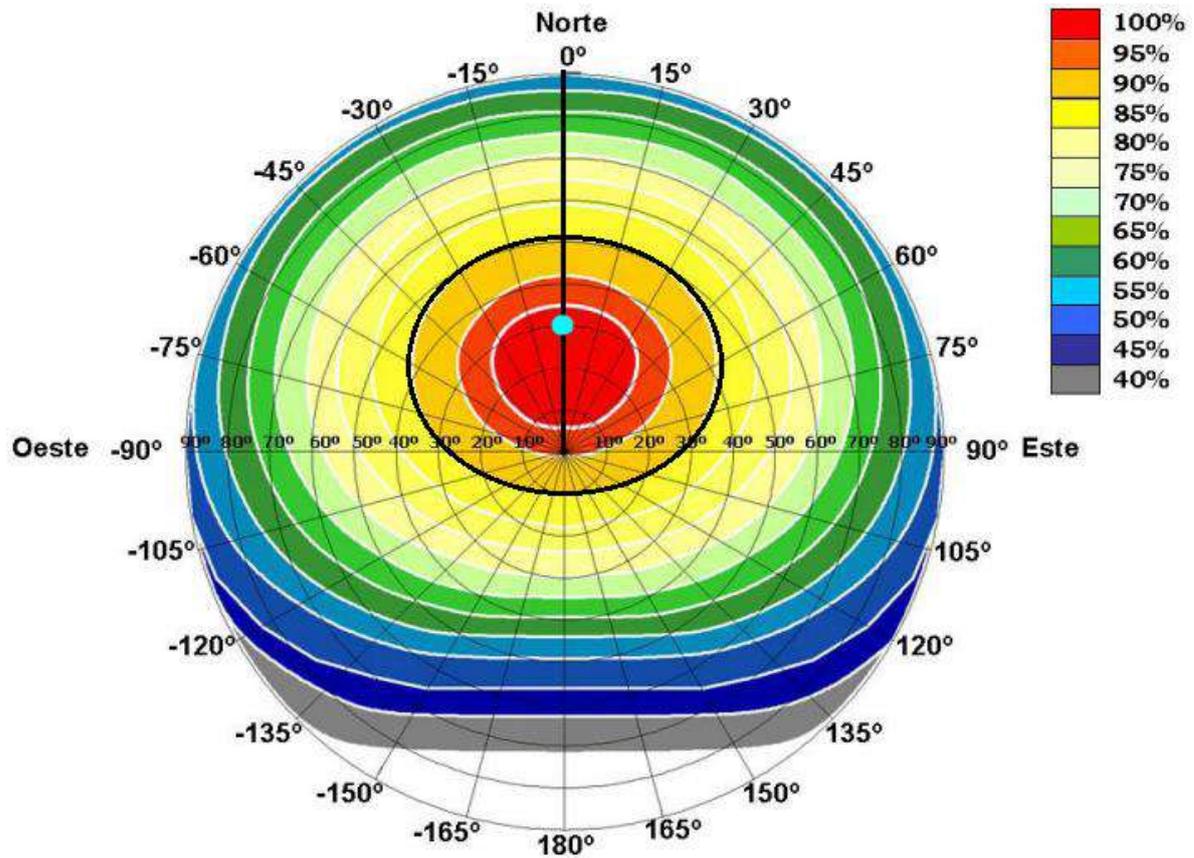


Figura 4.11.2.2: Determinación de las pérdidas para la orientación e inclinación seleccionada para los colectores del C.I.C.

Como se puede apreciar, se ingresa con la orientación de los colectores, en nuestro caso Norte, es decir 0° , luego para una inclinación de 30° se observa que las pérdidas están dentro de la zona menor a 5%. Además conociendo que el límite de pérdidas es de 10 %, como se menciona en la tabla 4.11.2.1, se puede ver que la inclinación podría variarse entre 0° y 50° .

4.11.3. IMPLANTACIÓN DE LOS CAPTADORES.

Los captadores se instalarán sobre estructuras fabricadas en acero galvanizado, asegurando una larga duración.

La fijación de las estructuras metálicas se hará con bancadas de hormigón.

4.11.4. SEPARACIÓN ENTRE FILAS

Hay que calcular la separación de los módulos para que la pérdida por sombras entre ellos sea la menor posible.

En instalaciones de utilización durante todo el año y para captadores instalados en el plano horizontal, se considera el día más desfavorable, donde la altura solar mínima al mediodía solar es:

$$H_{min} = 90^\circ - \text{latitud} - 23,27^\circ \quad (4.11.4.1)$$

La distancia mínima a considerar entre los captadores solares y un objeto de altura h será:

$$d_1 = \frac{h_{captador}}{tg(H_{min})} \quad (4.11.4.2)$$

Aunque este dato no es relevante en este estudio ya que se considera que no hay elementos que puedan proyectar sombra. Finalmente, la distancia mínima a considerar entre filas de captadores será:

$$h_{captador} = L \cdot \text{sen } \beta \quad (4.11.4.3)$$

Por tanto:

$$d_1 = \frac{L \cdot \text{sen } \beta}{tg(H_{min})} \quad (4.11.4.4)$$

Siendo:

- d_1 : Distancia entre filas
- L : Longitud del captador.

Esta distancia entre filas es la comprendida entre la parte posterior del captador (la proyección a la horizontal de la parte más elevada del captador), y el inicio de la fila siguiente.

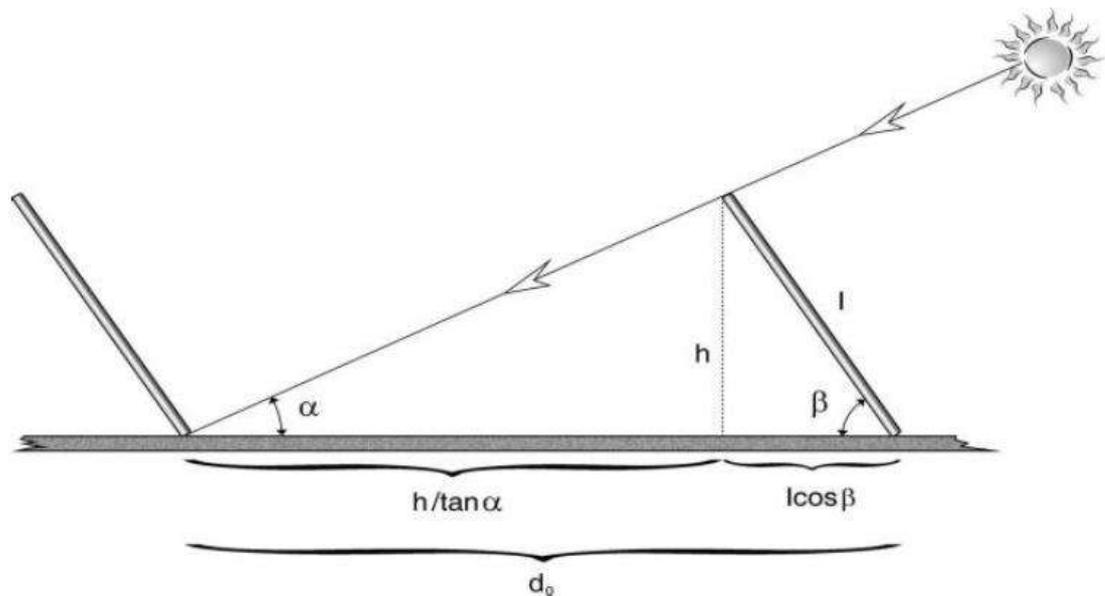


Figura 4.11.4.1. Parámetros para cálculos de longitud de sombra entre captadores.

En nuestro caso no aplicamos esta ecuación debido a que los colectores se encuentran conectados en serie en una misma rama con el fin de disminuir las pérdidas de carga.

Por otro lado, la fila de captadores deberá separarse suficientemente de la fachada del edificio, para así evitar la proyección de sombras del murete de protección que rodea la cubierta. La distancia mínima de separación que debe dejarse entre el final del murete y el inicio de la fila de captadores puede calcularse del siguiente modo:

$$d = h \cdot k \quad (4.11.4.5)$$

Dónde:

- $K = \frac{1}{\tan(67^\circ - \text{latitud})}$
- h : Altura del captador

Reemplazando por la información de nuestro captador:

$$K = \frac{1}{\tan(67^\circ - 38^\circ)} = 1,805 \quad (4.11.4.6)$$

Teniendo el captador una altura h de 2,19 [m], entonces:

$$d = 2,19 \cdot 1,805 = 3,95 \text{ [m]} \quad (4.11.4.7)$$

Esta será la distancia que se debe respetar de los muros del edificio a los colectores para que no se vean afectados por la sombra del mismo.

4.11.5. CONEXIÓN DE LOS CAPTADORES

La conexión de los captadores se realiza en serie. Se agrupan los 5 captadores en 1 batería, reduciendo así el número de accesorios a utilizar por captador, con la consiguiente reducción económica.

Se instalarán válvulas de corte en la entrada y salida del grupo.

Como indica el CTE, al grupo de captadores se le instalará un purgador para permitir la salida del aire de los captadores.

A continuación se diagrama la distribución de los colectores y la entrada o salida de las cañerías.

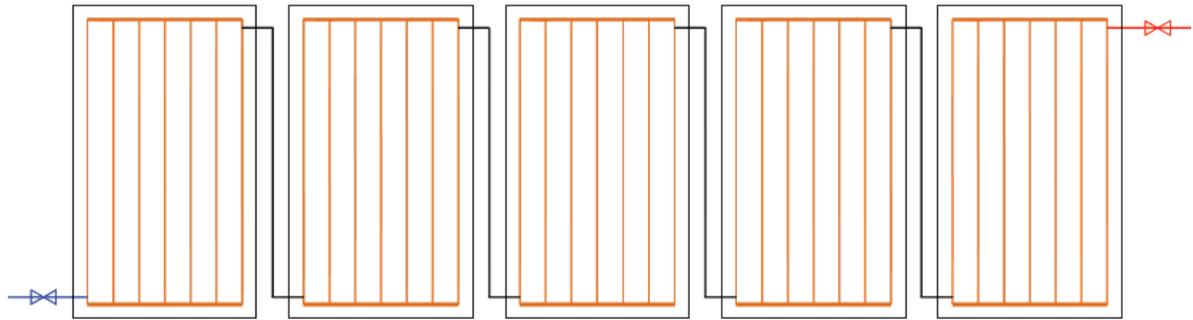


Figura 4.11.5.1. Esquema de distribución de los colectores y cañerías.

4.11.6. FLUIDO CALOPORTADOR

El fluido caloportador, es el encargado de transferir la energía térmica a la parte del sistema de aprovechamiento térmico (acumulador o interacumulador), absorbida en los captadores.

El fluido caloportador en el circuito primario debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Ser resistente a la temperatura de trabajo.
- Prevenir daños en el circuito de congelación.
- Elevar el punto de ebullición reduciendo los problemas de sobrecalentamiento.
- Prevenir la corrosión.
- Evitar los depósitos en el circuito de refrigeración.
- Ser biodegradable y no tóxico.
- Poseer un calor específico elevado.
- Tener buena conductividad térmica.
- Tener una baja viscosidad, para mantener en un valor reducido las pérdidas de carga.

El fluido que cumple mayormente con las características más importantes necesarias, es el agua, con el único inconveniente de su vulnerabilidad frente a las heladas, por lo tanto se utiliza una mezcla de agua y un anticongelante, los anticongelantes son glicoles y los más usados son el etilenglicol y el propilenglicol. Pueden ser también aceites de silicona o líquidos orgánicos sintéticos.

Seleccionamos como anticongelante propilenglicol, del fabricante Chromagen.

Del catálogo obtenemos la siguiente curva la cual nos dará una idea de que porcentaje de mezcla utilizar para asegurar una buena protección ante heladas:

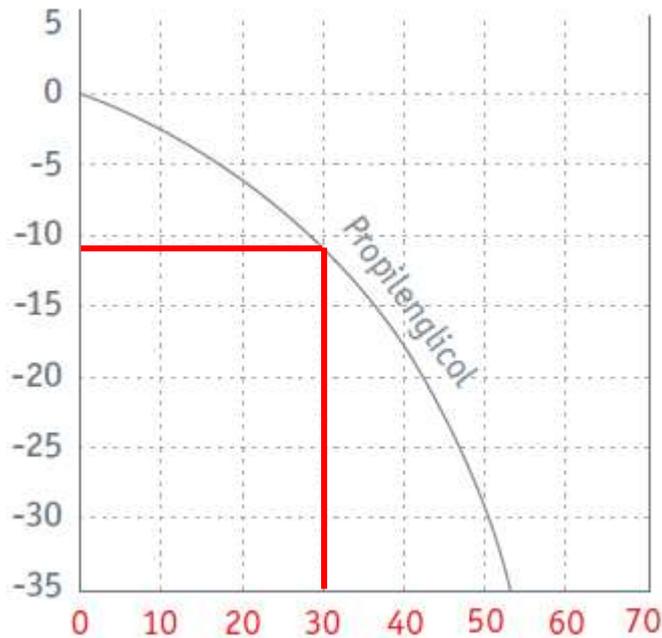


Figura 4.18.6.1. Porcentaje de Glicol en peso, fabricante Chromagen

Por lo tanto, entrando en la curva con una temperatura de congelación de -12°C , necesitamos una mezcla de agua con un 30% de propilenglicol aproximadamente. En la sección Anexo se encuentra más información respecto a este producto. [Anexo 4.4]

4.11.7. CAUDAL DEL CIRCUITO PRIMARIO SOLAR

El caudal recomendado por el fabricante es de unos 45 [litros/h.m²].

En nuestro caso, al colocar 5 colectores con una superficie unitaria de 2,58 m², tendremos:

$$Caudal_{Cto. \text{ Primario}} = 45 * 2,58 * 5 = 580,5 \left[\frac{l}{h} \right] = 0,16 \left[\frac{l}{seg} \right] \quad (4.11.7.1)$$

Entonces, el caudal del circuito primario se establece en 0,2 [l/seg].

4.11.8. TUBERÍAS DEL CIRCUITO PRIMARIO

Las canalizaciones del circuito primario desde los captadores solares hasta el local en el que se ubica el depósito solar se realizarán con tuberías de Polipropileno Copolímero Random (tipo 3).

Los cañerías son obtenidas de la empresa ACQUA-SYSTEM®. Las mismas son especiales para la conducción de agua a elevadas temperaturas y presiones.

El diámetro de las tuberías se determinará a partir del caudal que debe circular por cada tramo. En la siguiente imagen vemos la distribución de las cañerías y la numeración de los tramos, tanto de agua fría como de agua caliente.

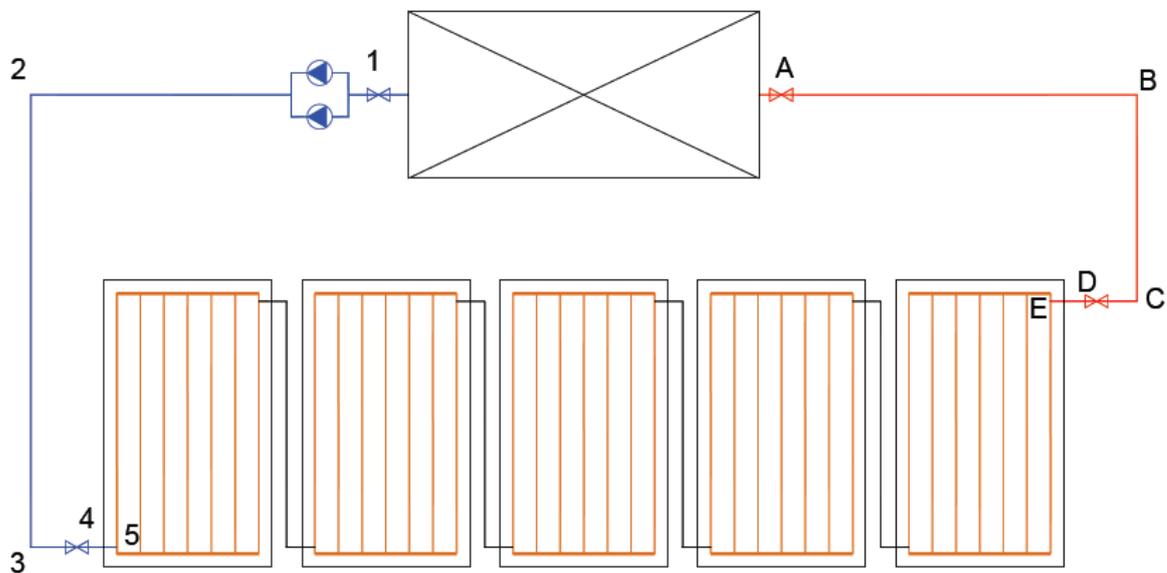


Figura 4.11.8.1. Esquema de distribución de tuberías del circuito primario y numeración

La distribución debe diseñarse para los caudales máximos, garantizando en los puntos de consumo los caudales y presiones mínimas fijadas en el CTE HS4. [54]

El cálculo se realiza con los siguientes pasos:

1. Se determina el caudal total del tramo en estudio, suma de los caudales de todos los aparatos.
2. Con el tipo de edificio y el caudal total se determina el caudal máximo simultáneo.
3. La sección de la tubería se determina con el caudal simultáneo para la velocidad de diseño, esta velocidad está fijada en el documento HS4 del CTE, en donde se

recomiendan valores de 0,5 a 2 m/s para tuberías metálicas y de 0,5 a 3,5 m/s para tuberías termoplásticas.

4. Una vez seleccionadas las tuberías, se calcula la pérdida de carga en todo el circuito, comprobando que en los puntos de consumo se asegura una presión mínima de 1 bar y una máxima de 5 bares.

Además, se debe tener en cuenta las recomendaciones de pérdida de carga unitaria

- Pérdida de carga inferior a 40 mm.c.a. por metro.

En principio se procede a realizar los cálculos necesarios para realizar el dimensionamiento de las cañerías.

Debemos conocer el caudal que va a circular por cada tramo para luego poder establecer los diámetros de cada uno y a partir de la longitud del mismo junto a los datos obtenidos del catálogo, calcular las pérdidas de carga.

Tanto para las cañerías de agua caliente, como las de agua fría, seleccionamos el Tubo Acqua System PN20, el mismo ha sido diseñado para instalaciones de agua caliente y fría en viviendas, hoteles, embarcaciones y construcciones de variado tipo. Aporta mayor caudal y menor costo, lo que permite reducir la inversión total. Se identifica por su marca en color plateado y cuatro líneas longitudinales en color rojo.

4.11.9. PÉRDIDAS DE CARGA

La pérdida de carga en tramos de tubería, depende de la pérdida producida por los tramos rectos y de las pérdidas singulares debidas a cambios de direcciones, derivaciones o elementos hidráulicos.

Para calcular las pérdidas de cargas en las tuberías nos basamos en las siguientes fórmulas:

$$PdC_{Total} = PdC_{Lineal} + PdC_{Accesorios} \quad (4.11.9.1)$$

Donde para el cálculo de las pérdidas de carga de los accesorios utilizamos los valores de los coeficientes de resistencia de carga provistos por el fabricante en el catálogo.

La tabla se adjunta en el Anexo. [Anexo 4.7]

Además, se ha de tener en cuenta que el fluido escogido es agua con anticongelante, y por lo tanto, la pérdida de carga se ha de incrementar, al finalizar los cálculos, en un 30%.

En el anexo 4.5 se encuentra la información de las cañerías para una temperatura de 20°C, y en el anexo 4.6 para las cañerías de agua caliente tomada a 60°C.

Cañería de agua fría:

| PERDIDA DE CARGA CAÑERÍA DE AGUA FRÍA | | | | | | | | |
|---|--------------|---------|-------------|--------|--------------------|-----------|-----------|--------------|
| Ramas | Singularidad | N. Sing | Rindividual | Rtotal | ΣR_{total} | PCA [mca] | PCL [mca] | PCT [mca] |
| 1 a 4 | 1 | 5 | 0.15 | 0.75 | 4.75 | 0.359 | 2.682 | 3.041 |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | | | | |
| | 3 | 2 | 2 | 4 | | | | |
| 4 a 5 | 12 | 1 | 0 | 0 | 0.4 | 0.030258 | 0.0745 | 0.104758 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| Pérdida de carga total en circuito primario de agua fría | | | | | | | | 3.146 |

Tabla 4.11.9.1. Características de cañerías de agua fría, circuito primario.

Cañería de agua caliente:

| PERDIDA DE CARGA CAÑERÍA DE AGUA CALIENTE | | | | | | | | |
|---|--------------|---------|-------------|--------|--------------------|-----------|-----------|--------------|
| Ramas | Singularidad | N. Sing | Rindividual | Rtotal | ΣR_{total} | PCA [mca] | PCL [mca] | PCT [mca] |
| A a D | 3 | 2 | 2 | 4 | 4.750 | 0.359 | 1.488 | 1.847 |
| | 1 | 3 | 0.25 | 0.75 | | | | |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | | | | |
| D a E | 2 | 1 | 0.55 | 0.55 | 0.950 | 0.072 | 0.062 | 0.134 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | | | | |
| Pérdida de carga total en circuito primario de agua caliente | | | | | | | | 1.981 |

Tabla 4.11.9.2. Características de cañerías de agua caliente, circuito primario.

A continuación, realizamos el cálculo de la pérdida de carga para ambas cañerías, de agua fría y caliente, para luego verificar si su valor está dentro de lo permitido.

| Pérdida de Carga | |
|------------------|--------------|
| Cañería | PdCt [m.c.a] |
| Agua Fría | 3.1 |
| Agua Caliente | 1.98 |
| Captadores | 0.08 |
| TOTAL | 5.21 |

Tabla 4.11.9.3. Pérdida de carga total para cañería de agua fría y caliente

El cálculo detallado se encuentra en el Anexo. [Anexo 4.8]

A la pérdida de carga calculada, se le debe agregar la que ocurre en los captadores, entonces, obtenemos de catálogo la siguiente ecuación para su cálculo:

$$CdP [mm. c. a.] = 2,24 * q_i^2 + 3,72 * q_i \quad (4.11.9.2)$$

Siendo la recomendación del fabricante un caudal de 45 [l/m².h], [Anexo 4.1], para cada colector, el caudal es de:

$$q_i \left[\frac{l}{min} \right] = \frac{45 * 2,58}{60} = 1,935 \quad (4.11.9.3)$$

Teniendo en cuenta estos resultados, se calcula la caída de presión para el total de los colectores, entonces:

| Pérdida de Carga | |
|----------------------|--------------|
| Captador [m.c.a] | 0.016 |
| Total [m.c.a] | 0.078 |

Tabla 4.11.9.4. Pérdida de carga de los colectores, unitaria y total.

Finalmente, la pérdida de carga total será la suma de la calculada en las tablas 4.11.9.3 y 4.11.9.4.

Siendo, la pérdida de carga total del circuito primario de 5,21 [m.c.a].

Como se mencionó anteriormente debido a que el fluido que circula contiene un anticongelante, la pérdida de carga real, será entonces:

$$PdC_{Real} = PdC_{Real} * 1.3 \quad (4.11.9.4)$$

$$PdC_{Real} = 6,77 [m. c. a] \quad (4.11.9.5)$$

4.11.10. BOMBA CIRCUITO PRIMARIO

Una bomba es una máquina hidráulica generadora que transforma la energía (generalmente energía mecánica) con la que es accionada en energía hidráulica del fluido incompresible que mueve. [64]

La circulación del fluido caloportador desde los captadores hasta el intercambiador o los acumuladores, se realiza mediante el uso de bombas de circulación.

El funcionamiento de una bomba de circulación viene determinado por su curva característica, que representa la relación entre la altura manométrica H , que proporciona la bomba y el caudal de circulación Q .

Recomendaciones a tener en cuenta con respecto a la instalación solar:

- Las tuberías situadas entre el campo de captadores y el acumulador se deben conectar a tierra para evitar diferencias de potencial.
- El CTE fija que si la instalación es de más de 50 m² de captación se deben montar dos bombas iguales en paralelo quedando una en reserva tanto en primario como en secundario.

Otras recomendaciones:

- Los materiales de la bomba del circuito serán compatibles con las mezclas anticongelantes y en general con el fluido de trabajo utilizado.
- Cuando las conexiones de los captadores son en paralelo, el caudal nominal será el igual caudal unitario de diseño multiplicado por la superficie total de captadores en paralelo.
- La bomba permitirá efectuar de forma simple la operación de desaireación o purga. [65]

En nuestro caso, la bomba que se requiere para el circuito primario se determina mediante la herramienta de selección de la página de la empresa GRUNDFOSS. [66]

En principio se calcula el caudal a ingresar, teniendo en cuenta, que los cinco captadores se conectan agrupados en una rama.

$$Q_{bomba} = 45 \left[\frac{l}{m^2 \cdot h} \right] * 2,58 [m^2] * 5 = 580,5 \left[\frac{l}{h} \right] \quad (4.11.10.1)$$

$$Q_{bomba} = 0,58 \left[\frac{m^3}{h} \right] = 0,161 \left[\frac{l}{seg} \right] \quad (4.11.10.2)$$

Para escoger la bomba, se ingresan los siguientes datos, basados en los cálculos anteriores:

$$Caudal, Q \cong 0,6 \left[\frac{m^3}{h} \right] \quad (4.11.10.3)$$

$$\text{Altura, } H \cong 7 \text{ [m]}$$

$$(4.11.10.4)$$

Estos valores han sido redondeados a un valor mayor al calculado debido a considerar omisiones a la hora de dimensionar.

Además de estos datos, se establece como fluido de trabajo Glicol propílico al 30% con una temperatura de trabajo de más de 50°C.

En base a esto la bomba seleccionada es el modelo TP 25-80/2.

A continuación vemos el gráfico del punto de trabajo de la bomba dado por el fabricante:

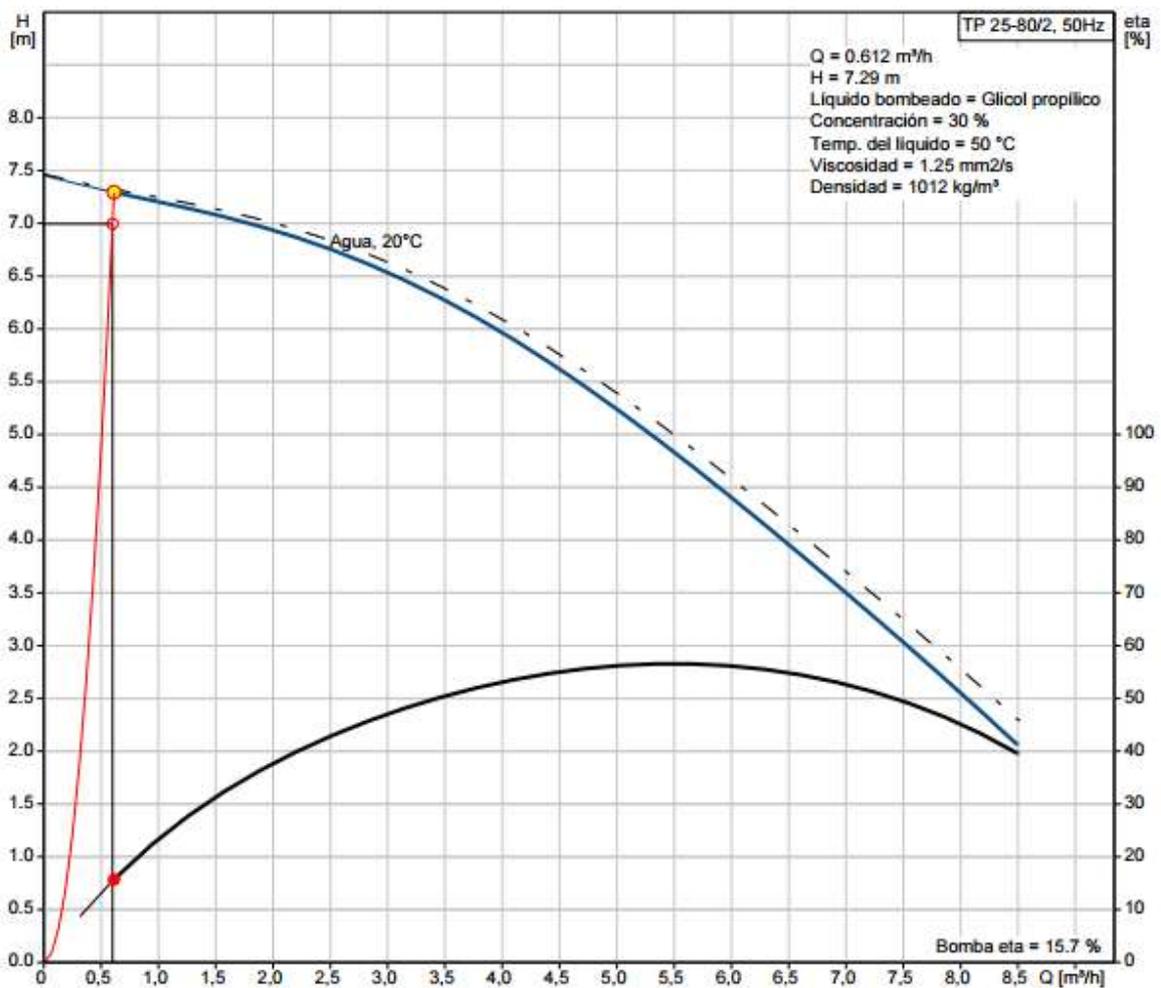


Figura 4.11.10.1. Punto de trabajo de la bomba del circuito primario seleccionada

El resto de la información respecto a la bomba se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 4.9]

4.11.11. VASO DE EXPANSIÓN

El vaso de expansión permite la absorción del aumento de volumen que es consecuencia del calentamiento del agua, evitando así un incremento de la presión. A medida que se va expansionando el agua, ésta penetra en el vaso, comprimiendo el colchón de aire y aumentando su presión hasta el valor determinado en el cálculo. El dispositivo de expansión cerrado del circuito solar deberá estar dimensionado de tal forma que, incluso después de una interrupción del suministro eléctrico a la bomba de circulación, justo cuando la radiación solar sea máxima, se pueda restablecer el funcionamiento de la instalación automáticamente cuando el suministro esté disponible de nuevo.

Ello forma parte de la seguridad intrínseca de la instalación solar, es decir de la posibilidad de volver a ponerse en servicio automáticamente sin la intervención del titular ni personal de mantenimiento. Para ello es vital que el vaso de expansión esté bien diseñado y sea capaz de recoger toda la expansión que se produce en el líquido solar durante un estancamiento donde se suele producir la formación de vapor en los captadores.

El vaso de expansión debe ser capaz de recoger en su interior:

- El volumen de la dilatación del fluido primario hasta las máximas temperaturas de funcionamiento.
- Tendrá un volumen de reserva, que cubrirá una posible contracción del líquido en caso de heladas.
- Recogerá el volumen desplazado por la formación de vapor durante un estancamiento en los colectores solares.

A continuación se procederá a realizar el cálculo para dimensionar el vaso de expansión necesario. [67]

El volumen útil de un vaso de expansión, será:

$$V_{\text{útil}} = V_{\text{dilatado}} + V_{\text{reserva}} + V_{\text{vapor}} \quad (4.11.11.1)$$

- Cálculo del volumen dilatado

La temperatura máxima de una instalación solar está en torno a los 140 °C, pues a partir de ahí lo que se suele formar es vapor en los captadores. Ello depende de la presión de la instalación y del porcentaje de propilenglicol.

Primeramente debemos calcular el coeficiente de expansión (C_e) del líquido. Ello depende de la temperatura máxima de la instalación y del porcentaje de propilenglicol.

En nuestro caso, establecemos:

$$T_{m\acute{a}x} = 95 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.11.11.2)$$

$$\text{Propilenglicol} = 30 \% \quad (4.11.11.3)$$

Tenemos:

$$C_e = (-33,48 + 0,738 * T) * 10^{-3} \quad (4.11.11.4)$$

Para nuestro caso:

$$C_e = 0,037 \quad (4.11.11.5)$$

El valor es válido para agua. En caso de que se utilicen glicoles se debe multiplicar por el siguiente factor de corrección:

$$f_c = a * (1,8 * T + 32)^b \quad (4.11.11.6)$$

Donde a y b son factores que dependen del porcentaje en volumen del glicol (G):

$$a = -0,0134 * (G^2 - 143,8 * G + 1918,2) \quad (4.11.11.7)$$

$$b = 3,5 * 10^{-4} * (G^2 - 94,57 * G + 500) \quad (4.11.11.8)$$

Teniendo en cuenta los datos de nuestro caso:

$$a = 20,044 \quad (4.11.11.9)$$

$$b = -0,503 \quad (4.11.11.10)$$

$$f_c = 1,385 \quad (4.11.11.11)$$

Luego, el volumen dilatado será:

$$V_{dilatado} = V_{total} * C_e * f_c \quad (4.11.11.12)$$

A continuación, realizamos el cálculo del volumen de líquido del circuito primario. Se tiene en cuenta el volumen de las tuberías, colectores e intercambiadores, si los hubiera.

| Volumen [l] | |
|--------------|-------------|
| Cañerías | 5.05 |
| Colectores | 7.50 |
| TOTAL | 12.5 |

Tabla 4.11.11.1. Volumen del circuito primario.

Finalmente

$$V_{dilatado} = 12,5 * 0,037 * 1,385 \quad (4.11.11.13)$$

$$V_{dilatado} = 0,64 \text{ [l]} \quad (4.11.11.14)$$

- Cálculo del volumen de reserva

Debemos tener cierto volumen de reserva para poder purgar la instalación y tener un volumen disponible para entregar al circuito en caso de tener una helada.

El volumen de contracción al pasar el líquido de 20 a -24 °C podemos estimarlo en 0,029, y debemos tomar un mínimo de 3 litros.

$$V_{reserva} = 0,029 * V_{total} \quad (4.11.11.15)$$

Tendremos:

$$V_{reserva} = 0,029 * 12,5 \quad (4.11.11.16)$$

$$V_{reserva} = 0,36 \text{ [l]} \quad (4.11.11.17)$$

Por ser un valor pequeño, como se indicó anteriormente, se tomará el valor mínimo para los cálculos, siendo el mismo de 3 [l]

- Cálculo del volumen vaporizado

Consideraremos que se puede vaporizar todo el volumen de los colectores solares más un 10 % para cubrir parte del volumen de las tuberías que pudieran contener vapor de agua.

$$V_{vaporizado} = V_{captadores} * 1,10 \quad (4.11.11.18)$$

Teniendo en cuenta que en total se colocarán 5 colectores con una capacidad de 1,5 litros cada uno, tendremos:

$$V_{vaporizado} = 5 * 1,5 * 1,10 \quad (4.11.11.19)$$

$$V_{vaporizado} = 8,25 [l] \quad (4.11.11.20)$$

Finalmente, el volumen útil según la ecuación 4.11.11.1 es de:

$$V_{\text{útil}} = 0,64 + 3 + 8,25 = 11,89 \quad (4.11.11.21)$$

- Coeficiente de presión

Se deben considerar las presiones de trabajo de la instalación:

- Presión mínima o de llenado de la instalación.
- Presión máxima que puede alcanzar la instalación.

El cálculo del coeficiente de presión (C_p) se calcula utilizando la ley de los gases perfectos, para variaciones de volumen a temperatura constante (ley de Boyle y Mariotte), que para vasos de expansión con diafragma será:

$$C_p = \frac{P_M}{(P_M - P_m)} \quad (4.11.11.22)$$

Donde

- P_M es la presión máxima absoluta de la instalación
- P_m es la presión mínima absoluta de la instalación.

La presión mínima será función de la presión mínima de funcionamiento de la instalación más un pequeño margen de seguridad. Esta presión mínima evitará que se vaporice con facilidad el líquido solar ante una ligera sobre temperatura (a mayor presión, mayor temperatura de ebullición).

Así la presión de llenado de la instalación será:

$$P_{\text{llenado}} = P_{\text{mínima}} + 0,1 * P_{\text{estática}} \quad (4.11.11.23)$$

Según indicaciones, la presión mínima oscila entre 1,5 y 2,5 bar.

La presión estática es la diferencia en metros entre la cota de los captadores y la sala de máquinas.

Tomamos:

$$P_{\text{mínima}} = 2 [atm] \quad (4.11.11.24)$$

$$P_{estática} = 5 \text{ [atm]} \quad (4.11.11.25)$$

Entonces:

$$P_{llenado} = 2,5 \text{ [atm]} \quad (4.11.11.26)$$

Luego, la presión mínima, será:

$$P_m = P_{llenado} + 1 + P_{M.seg} \quad (4.11.11.27)$$

En este caso, tomamos:

$$P_m = 3,7 \text{ [atm]} \quad (4.11.11.28)$$

El valor 1 es la presión atmosférica y el margen de seguridad que se suele dar y que puede alcanzar valores de 0,5 dependiendo de la temperatura del sistema (para sistemas de temperatura máxima de 90 °C toma un valor de 0,2).

La presión máxima de funcionamiento será ligeramente menor que la presión de disparo de la válvula de seguridad (P_{VS}).

Se seleccionará el menor de los siguientes valores:

$$P_M = 0,9 * P_{VS} + 1 \quad (4.11.11.29)$$

$$P_M = P_{VS} + 0,65 \quad (4.11.11.30)$$

Tomamos:

$$P_{VS} = 6 \text{ [bar]} = 5,92 \text{ [atm]} \quad (4.11.11.31)$$

Tomando el menor de los anteriores, entonces:

$$P_M = 6,33 \text{ [atm]} \quad (4.11.11.32)$$

Finalmente, el coeficiente de presión, según la ecuación 4.11.11.22, será:

$$C_p = 2,408 \quad (4.11.11.33)$$

Así el volumen total o nominal que deberá disponer el vaso de expansión, será:

$$V_{vaso} = V_{útil} * C_p \quad (4.11.11.34)$$

Entonces:

$$V_{vaso} = 28,6 \text{ [l]} \quad (4.11.11.35)$$

Se toma un vaso de expansión con una capacidad superior a la determinada. El vaso de expansión se instalará sin válvulas de corte, de manera que no exista la posibilidad de aislarlo accidentalmente del circuito primario al que protege.

Tendremos:

$$V_{vaso} = 35 [l] \quad (4.11.11.36)$$

El vaso que elegimos es de la empresa IBAIONDO, de la línea SMR-P, para aplicaciones solares. Los mismos están especialmente diseñados para el uso en circuitos cerrados.

La información sobre este producto se encuentra en el ANEXO. [Anexo 4.10]

4.11.12. PURGADORES

Los purgadores son los elementos encargados de evacuar los gases contenidos en el fluido caloportador del circuito primario, que pueden impedir la correcta circulación del fluido y provocar corrosiones y puntos de elevadas temperaturas.

Las consecuencias más comunes son los ruidos en la instalación y los problemas de circulación de agua que provocan desequilibrios, corrosión y envejecimiento prematuro de las tuberías y de los componentes

El purgador se instala en el punto más alto siempre en posición vertical a fin de garantizar el perfecto funcionamiento.

En el trazado de las tuberías deberá tratarse de evitar la formación de puntos altos que puedan provocar la formación de bolsas de aire que dificulten la circulación del fluido.

Se selecciona para colocar un purgador de aire de la empresa GIACOMINI, modelo R99, siendo el mismo de tipo automático.

El purgador debe ser instalado en todo tipo de colectores, en puntos altos de las tuberías donde pueden formarse bolsas de aire, sobre la caldera o intercambiadores de calor.

La información relacionada con este producto se encuentra en la sección ANEXO. [Anexo 4.11]

4.11.13. OTROS ELEMENTOS INSTALADOS EN EL CIRCUITO PRIMARIO

4.11.13.1. VÁLVULAS DE CORTE.

La instalación de válvulas de corte, normalmente de esfera, permite interrumpir manualmente la circulación del fluido caloportador en los diferentes tramos del circuito, por ejemplo para proceder a reparaciones o acciones de mantenimiento.

Se selecciona una válvula de la empresa POTERMIC, modelo 133 M con conexión de palanca.

Además se seleccionan válvulas de otro calibre de la empresa BALLSTOP, modelo 3230.

Los catálogos de estos productos se encuentran en la sección Anexo. [Anexo 4.12]

4.11.13.2. VÁLVULAS ANTIRRETORNO.

La función de las válvulas antirretorno es impedir la circulación del fluido en sentido contrario al deseado. Se instalan generalmente en las tomas de llenado de la instalación y en el circuito primario solar para evitar la circulación del fluido caloportador en sentido inverso al de trabajo.

Seleccionamos una válvula de la empresa POTERMIC, modelo Retensol solar paso total.

El catálogo de este producto se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 4.13]

4.11.13.3. VÁLVULAS DE VACIADO.

La instalación de válvulas de vaciado permitirá eliminar el agua de la instalación para facilitar los trabajos de reparación y sustitución. Deberá preverse de válvulas de vaciado en puntos bajos de la instalación, como por ejemplo en las columnas de distribución y en la parte inferior de los depósitos de acumulación.

Seleccionamos una válvula de la empresa POTERMIC, el modelo es de llenado y vaciado.

El catálogo de este producto se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 4.14]

4.11.13.4. VÁLVULAS DE SEGURIDAD.

La válvula de seguridad interviene y limita la presión del agua caliente de manera que no supere el límite de tarado. Cuando se alcanza tal valor, la válvula descarga una cantidad suficiente de agua para que la presión vuelva en los límites previstos

garantizando un correcto funcionamiento de la instalación. Se instalará siempre una válvula de seguridad en el primario. Nuestro circuito primario cuenta con una válvula de seguridad con descarga conducida a desagüe. Además, junto a la válvula de seguridad se instalará un manómetro que permita verificar la presión del circuito. Seleccionamos una válvula de la empresa POTERMIC, modelo Tempres Solar, es una válvula de seguridad de doble función, temperatura y presión. El catálogo de este producto se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 4.15]

4.11.13.5. VÁLVULA MEZCLADORA TERMOSTÁTICA

Una válvula mezcladora termostática mezcla el agua caliente con el agua fría en un sistema de distribución de calor de agua caliente para evitar quemaduras cuando el agua está en uso y para mantener temperaturas seguras que maten a las bacterias dentro del sistema.

Seleccionamos una válvula de la empresa POTERMIC, modelo G-MIX Solar. El catálogo de este producto se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 4.16]

4.11.13.6. ESTRUCTURA SOPORTE DE COLECTORES SOLARES

Estas estructuras son construidas en aluminio, se fijan en la tierra a una base de concreto, son de fácil instalación y se puede regular al ángulo de inclinación óptimo calculado.

La marca seleccionada de este producto es Heatsun Solar, modelo SUKL. El catálogo de este producto se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 4.17]

4.11.13.7. FILTROS

Las bombas y válvulas automáticas deberán protegerse mediante la instalación de filtros que retengan impurezas que puedan existir en el interior de las conducciones de la instalación.

4.11.13.8. AISLAMIENTO TÉRMICO

De acuerdo al Código Técnico de Edificación, el aislamiento de las tuberías de intemperie deberá llevar una protección externa que asegure la durabilidad ante las condiciones climatológicas admitiéndose revestimientos con pinturas asfálticas, poliésteres reforzados con fibra de vidrio o pinturas acrílicas. El aislamiento no dejará zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente al exterior los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y operación de los componentes.

El material seleccionado es fabricado por la empresa Isolant Aislantes.

La aislación se efectuará con un bloque de láminas de espuma Isolant recubierto con un film de aluminio puro reforzado.

Se aplican 30 mm de aislación para las cañerías de exterior y 20 mm para las de interior.

El catálogo de este producto se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 4.18]

4.11.13.9. SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control asegurará el correcto funcionamiento de las instalaciones, procurando obtener un buen aprovechamiento de la energía solar captada y asegurando un uso adecuado de la energía auxiliar. El sistema de regulación y control comprenderá el control de funcionamiento de los circuitos y los sistemas de protección y seguridad contra los sobrecalentamientos, heladas, etc.

En circulación forzada, el control de funcionamiento normal de las bombas del circuito de captadores, deberá ser siempre de tipo diferencial y, en caso de que exista depósito de acumulación solar, deberá actuar en función de la diferencia de temperatura del fluido portador en la salida de la batería de captadores y la del depósito de acumulación. El sistema de control actuará y estará ajustada de manera que las bombas no estén en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea menor de 2°C y no estén paradas cuando la diferencia sea mayor de 7°C. La diferencia de temperatura entre los puntos de arranque y de parada de termostato diferencial no será menor de 2°C.

Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocarán en la parte superior de los captadores de forma que representen la máxima temperatura del circuito de captación. El sensor de temperatura de la acumulación se colocará preferentemente en la parte inferior en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador si éste fuera incorporado.

El sistema de control asegurará que en ningún caso se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de los circuitos.

El sistema de control asegurará que en ningún punto la temperatura del fluido de trabajo descienda por debajo de una temperatura tres grados superior a la de congelación del fluido.

Alternativamente al control diferencial, se podrán usar sistemas de control accionados en función de la radiación solar.

Seleccionamos una válvula de la empresa BAXI, modelo CS 10.

El catálogo de este producto se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 4.19]

4.11.13.10. SISTEMA DE MEDIDA

Además de los aparatos de medida de presión y temperatura que permitan la correcta operación para el caso de instalaciones mayores de 20 m² se deberá disponer al menos de un sistema analógico de medida local y registro de datos que indique como mínimo las siguientes variables:

- a) Temperatura de entrada agua fría de red;
- b) Temperatura de salida acumulador solar;
- c) Caudal de agua fría de red.

El tratamiento de los datos proporcionará al menos la energía solar térmica acumulada a lo largo del tiempo.

4.11.13.11. SISTEMA DE LLENADO

Los circuitos con vaso de expansión cerrado deben incorporar un sistema de llenado manual o automático que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado.

Nunca podrá rellenarse el circuito primario con agua de red si sus características pueden dar lugar a incrustaciones, deposiciones o ataques en el circuito, o si este circuito necesita anticongelante por riesgo de heladas o cualquier otro aditivo para su correcto funcionamiento.

Las instalaciones que requieran de anticongelante deben incluir un sistema que permita el relleno manual del mismo.

Para disminuir los riesgos de fallos se evitarán los aportes incontrolados de agua de reposición a los circuitos cerrados y la entrada de aire que pueda aumentar los riesgos de corrosión originados por el oxígeno del aire. Es aconsejable no usar válvulas de llenado automáticas. [68]

4.12. CIRCUITO SECUNDARIO SOLAR

4.12.1. FLUIDO DE TRABAJO

El circuito secundario incluye la acumulación de agua, el intercambio de calor y las canalizaciones de conexión de ambos con sus accesorios.

El fluido de trabajo de este circuito secundario es el agua de consumo.

4.12.2. VOLÚMENES DE ALMACENAMIENTO

En el caso de A.C.S. se debe tener en cuenta que el sistema solar se debe diseñar y calcular en función de la energía que aporta a lo largo del día y no en función de la potencia de los captadores solares, por tanto se debe prever una acumulación acorde con la demanda y el aporte, al no ser ésta simultánea con la generación. [69]

Como se explicó en el apartado 4.6.4, se selecciona un volumen de acumulación de 600 [l]. (Tabla 4.6.5.3)

Se decide colocar un acumulador de la empresa JUNKERS, modelo G-I

La información técnica de este producto se encuentra en la sección ANEXO. [Anexo 4.2]

4.12.3. TUBERÍAS Y PÉRDIDAS DE CARGA DEL SECUNDARIO SOLAR

En las siguientes imágenes se puede ver cuál se estima será la distribución de las cañerías del circuito secundario y sus derivaciones.

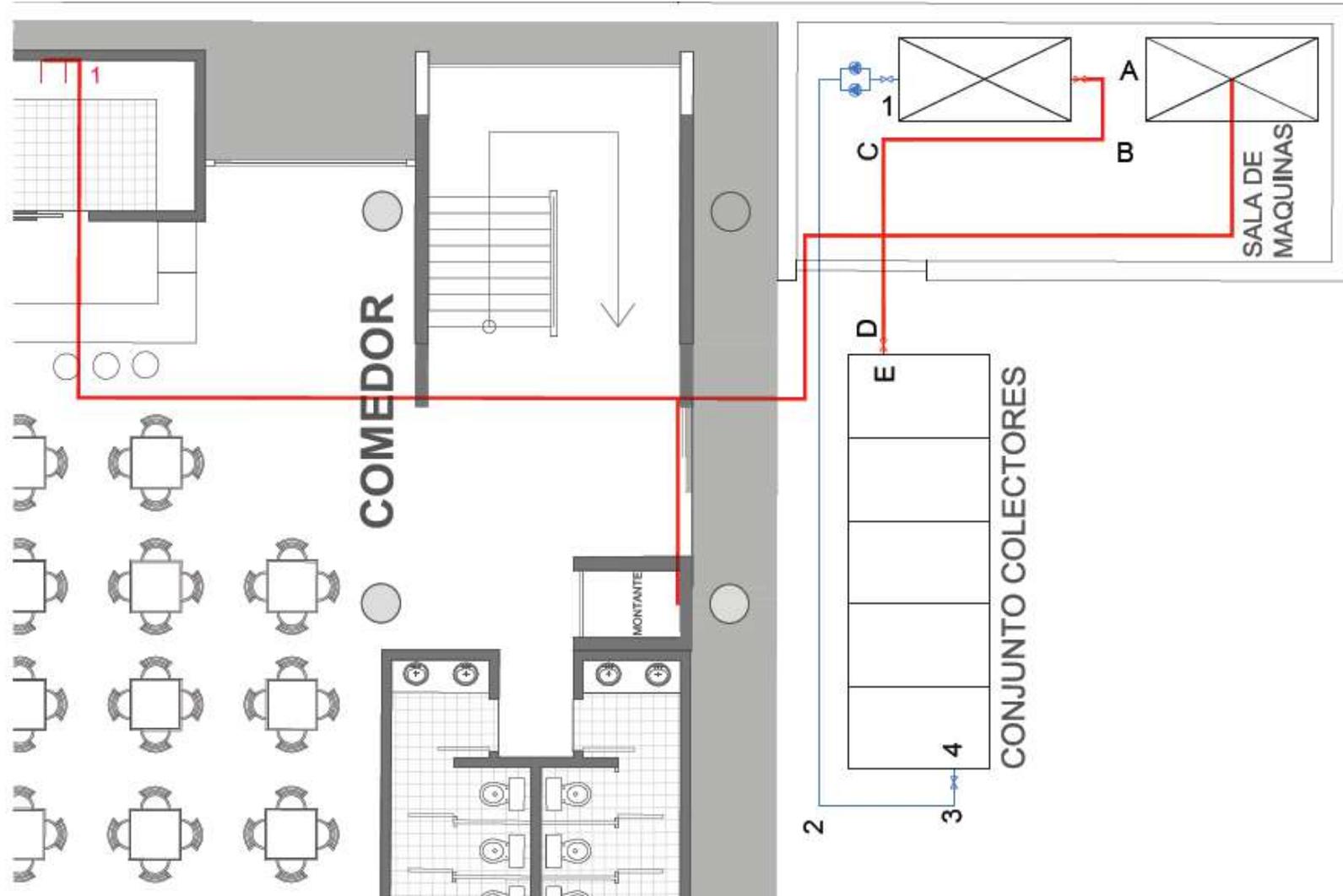


Figura 4.12.3.1. Distribución esquemática de la cañería de ACS; Tramo 1.

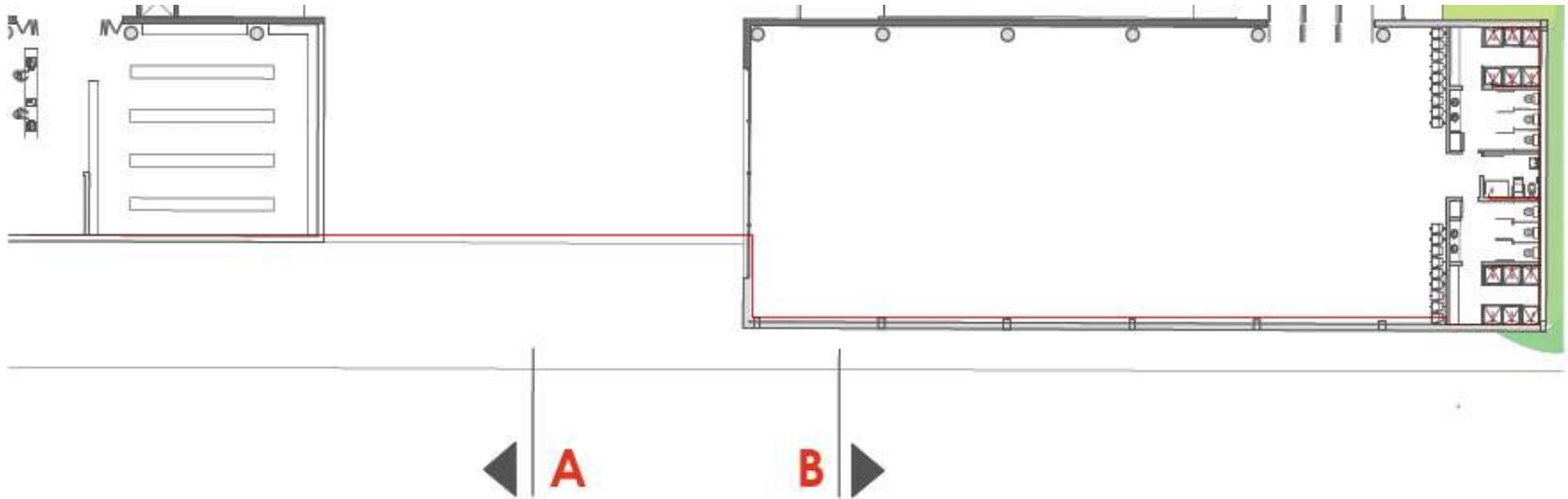


Figura 4.12.3.2. Distribución esquemática de la cañería de ACS; Tramo 2.

A continuación se observa esta imagen con más detalle en el sector de las derivaciones a las duchas.

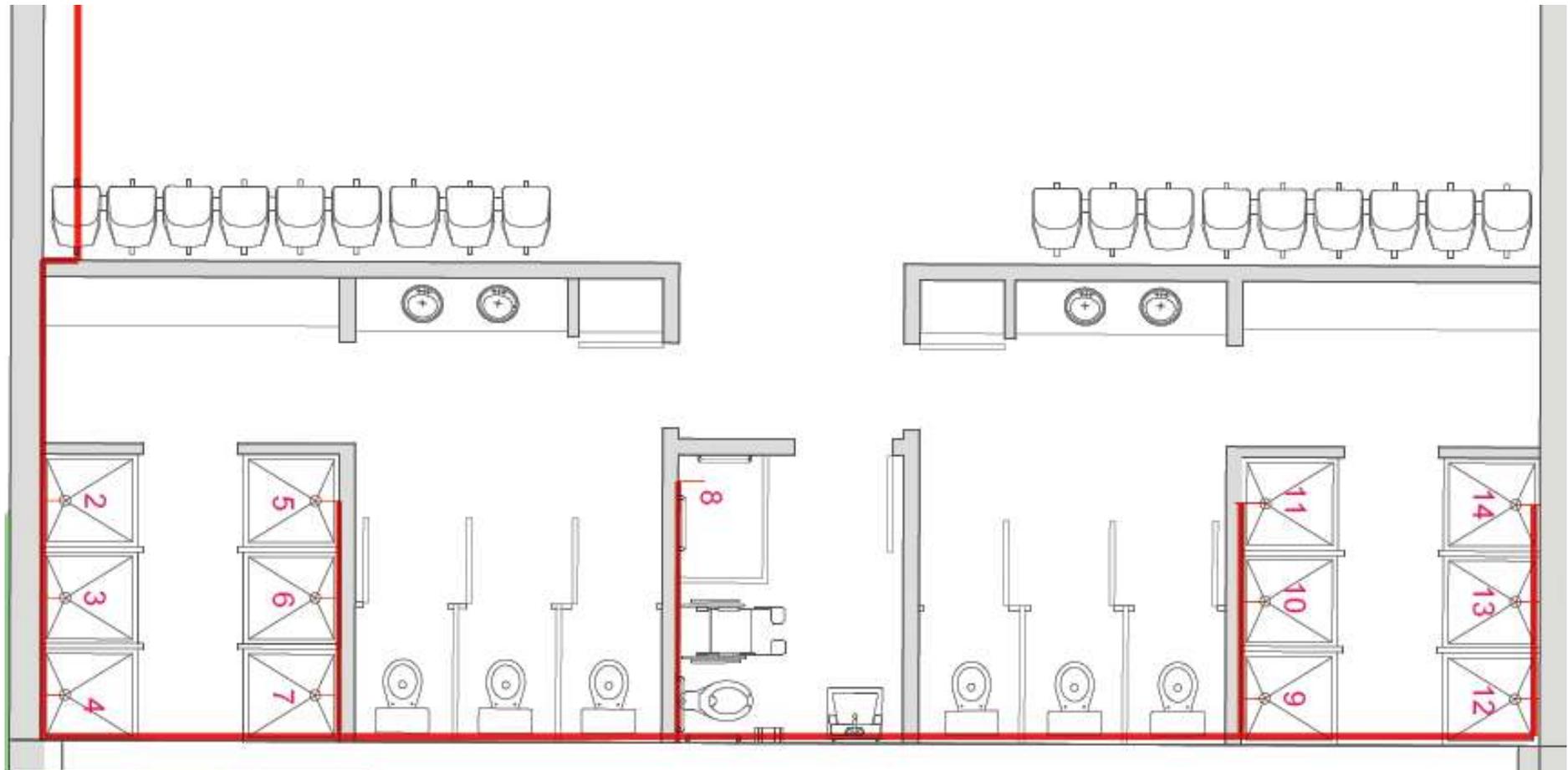


Figura 4.12.3.3. Distribución esquemática de la cañería de ACS; Tramo 2, numeración tramos

Las cañerías utilizadas en este caso, al igual que en el primario, son caños ACQUA SYSTEM PN-20, pero en este caso se toman los valores característicos para una temperatura de 60°C.

Al igual que para la selección de las cañerías del circuito primario, debemos conocer los caudales de cada tramo en estudio.

Para este circuito, los mismos se determinarán a partir de conocer los instrumentos que estén alimentados por la cañería en cuestión y teniendo en cuenta los valores de la siguiente tabla. [69]

| Tipo de aparato | Caudal instantáneo mínimo de agua fría [dm ³ /s] | Caudal instantáneo mínimo de ACS [dm ³ /s] |
|--|---|---|
| Lavamanos | 0,05 | 0,03 |
| Lavabo | 0,10 | 0,065 |
| Ducha | 0,20 | 0,10 |
| Bañera de 1,40 m o más | 0,30 | 0,20 |
| Bañera de menos de 1,40 m | 0,20 | 0,15 |
| Bidé | 0,10 | 0,065 |
| Inodoro con cisterna | 0,10 | - |
| Inodoro con fluxor | 1,25 | - |
| Urinaríos con grifo temporizado | 0,15 | - |
| Urinaríos con cisterna (c/ú) | 0,04 | - |
| Fregadero doméstico | 0,20 | 0,10 |
| Fregadero no doméstico | 0,30 | 0,20 |
| Lavavajillas doméstico | 0,15 | 0,10 |
| Lavavajillas industrial (20 servicios) | 0,25 | 0,20 |
| Lavadero | 0,20 | 0,10 |
| Lavadora doméstica | 0,20 | 0,15 |
| Lavadora industrial (8 kg) | 0,60 | 0,40 |
| Grifo aislado | 0,15 | 0,10 |
| Grifo garaje | 0,20 | - |
| Vertedero | 0,20 | - |

Figura 4.12.3.1. Caudales instantáneos mínimos según aparato conectado. Fuente: Ingemeccánica

En base a la tabla 4.12.3.1 se determinan los caudales de cada tramo y con la tabla presentada en el anexo 5, para la cañería de agua caliente a 60°C, se dimensiona la instalación.

A continuación, se observan los resultados:

| CAÑERÍA SECUNDARIO AGUA CALIENTE | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|----|----------|----------|---------|---------|---------|-------------|-----------|-------|-------|--|
| ACQUA PN 20 - (T: 60 °C) | | | | | | | | | | | |
| Tramo | N | Qu [l/s] | Qt [l/s] | Dn [mm] | di [mm] | De [mm] | Vel [m/seg] | j [mca/m] | L [m] | V [l] | |
| 1 | 2 | 0.2 | 0.4 | 25 | 18 | 25 | 1.57 | 0.148 | 18 | 4.58 | |
| Montante | 13 | 0.1 | 1.3 | 50 | 36.2 | 50 | 1.36 | 0.049 | 4 | 4.12 | |
| 2 | 13 | 0.1 | 1.3 | 50 | 36.2 | 50 | 1.36 | 0.049 | 75 | 77.19 | |
| 3 | 12 | 0.1 | 1.2 | 40 | 29 | 40 | 1.84 | 0.111 | 1 | 0.66 | |
| 4 | 11 | 0.1 | 1.1 | 40 | 29 | 40 | 1.84 | 0.111 | 1 | 0.66 | |
| 7 | 1 | 0.1 | 0.1 | 20 | 14.4 | 20 | 0.61 | 0.035 | 4 | 0.65 | |
| 6 | 2 | 0.1 | 0.3 | 20 | 14.4 | 20 | 1.84 | 0.26 | 1 | 0.16 | |
| 5 | 3 | 0.1 | 0.2 | 20 | 14.4 | 20 | 1.23 | 0.124 | 1 | 0.16 | |
| 8 | 1 | 0.1 | 0.1 | 20 | 14.4 | 20 | 0.61 | 0.035 | 6 | 0.98 | |
| 9 | 3 | 0.1 | 0.3 | 20 | 14.4 | 20 | 1.84 | 0.26 | 7 | 1.14 | |
| 10 | 2 | 0.1 | 0.2 | 20 | 14.4 | 20 | 1.23 | 0.124 | 1 | 0.16 | |
| 11 | 1 | 0.1 | 0.1 | 20 | 14.4 | 20 | 0.61 | 0.035 | 1 | 0.16 | |
| 12 | 3 | 0.1 | 0.3 | 20 | 14.4 | 20 | 1.84 | 0.26 | 4 | 0.65 | |
| 13 | 2 | 0.1 | 0.2 | 20 | 14.4 | 20 | 1.23 | 0.124 | 1 | 0.16 | |
| 14 | 1 | 0.1 | 0.1 | 20 | 14.4 | 20 | 0.61 | 0.035 | 1 | 0.16 | |

Tabla 4.12.3.2. Características de cañerías de agua caliente, circuito secundario

Una vez dimensionada la instalación se calcula la pérdida de carga, teniendo en cuenta la tabla del Anexo 4.7 y la ecuación 4.11.9.1. Entonces:

Los cálculos completos de la pérdida de carga de este circuito se encuentran en la sección ANEXO [Anexo 4.20].

| Pérdida de Carga Secundario | |
|-----------------------------|------|
| Total [m.c.a] | 17.7 |

Tabla 4.12.3.3. Pérdida de carga del circuito secundario

4.12.4. INTERCAMBIADORES

Los intercambiadores de calor sirven para transferir la energía térmica entre diferentes fluidos, que se mantienen separados entre sí.

Para el diseño del intercambiador de calor necesario en el circuito primario, se han tenido en cuenta las especificaciones del CTE, según el cual, la potencia mínima del intercambiador de calor, se determinará para las condiciones de trabajo en las horas centrales del día suponiendo una radiación solar de 1000 W/m² y un rendimiento de la conversión de la energía solar a calor del 50%, cumpliéndose la relación:

$$P \geq 500 * A \quad (4.12.4.1)$$

Dónde:

- P: Potencia mínima del intercambiador, [W]
- A: Área de captadores, [m²] [70]

En nuestro caso, obtenemos:

$$P \geq 6,45 [kW] \quad (4.12.4.2)$$

Para la selección del intercambiador se utiliza el software DANFOSS Hexact. Para ello se toma una serie de consideraciones según los datos de la instalación. El programa marca fijar cuatro parámetros y en función de estos calcula el intercambiador más adecuado con el resto de los parámetros. Se toma una potencia de 6,5 kW.

El modelo recomendado por el programa es el D22-17.

Los datos del mismo se encuentran en el Anexo. [Anexo 4.21]

4.12.5. BOMBAS DE CIRCULACIÓN

Al igual que en el primario las bombas que se requieren para el circuito secundario son bombas de circulación que mantengan en movimiento el fluido durante el periodo de trabajo.

Para escoger la bomba, debemos conocer el valor del caudal simultáneo, ya que el funcionamiento de la misma va a depender del consumo de agua. Para ello se usa la siguiente ecuación:

$$Q_{sim} = A * Q_T^B + C \quad (4.12.5.1)$$

Dónde A, B y C son coeficientes que se extraen de la siguiente tabla:

| Tipo de edificio | Caudales (l/s) | | Coeficientes | | |
|-----------------------------------|----------------|----------------|--------------|--------|--------|
| | Q _U | Q _T | A | B | C |
| Hoteles, discotecas, museos | < 0,5 | ≤ 20 | 0,698 | 0,500 | -0,120 |
| | ≥ 0,5 | ≤ 1 | 1,000 | 1,000 | 0,000 |
| | ≥ 0,5 | ≤ 20 | 1,000 | 0,366 | 0,000 |
| | Sin Límite | > 20 | 1,080 | 0,500 | -1,830 |
| Centros comerciales | < 0,5 | ≤ 20 | 0,698 | 0,500 | -0,120 |
| | ≥ 0,5 | ≤ 1 | 1,000 | 1,000 | 0,000 |
| | ≥ 0,5 | ≤ 20 | 1,000 | 0,366 | 0,000 |
| | Sin Límite | > 20 | 4,300 | 0,270 | -6,650 |
| Hospitales | < 0,5 | ≤ 20 | 0,698 | 0,500 | -0,120 |
| | ≥ 0,5 | ≤ 1 | 1,000 | 1,000 | 0,000 |
| | ≥ 0,5 | ≤ 20 | 1,000 | 0,366 | 0,000 |
| | Sin Límite | > 20 | 0,250 | 0,650 | 1,250 |
| Escuelas, polideportivos | Sin Límite | ≤ 1,5 | 1,000 | 1,000 | 0,000 |
| | | ≤ 20 | 4,400 | 0,270 | -3,410 |
| | | > 20 | -22,500 | -0,500 | 11,500 |

Tabla 4.12.5.1. Coeficientes para el cálculo de los caudales simultáneos (UNE 149.201/07)

En nuestro caso tomamos el tipo de edificio como escuela o polideportivo, se tiene en cuenta que el caudal total es de 1,7 [l/s], los coeficientes extraídos son:

$$A = 4,4 \quad (4.12.5.2)$$

$$B = 0,27 \quad (4.12.5.3)$$

$$C = -3,41 \quad (4.12.5.4)$$

Con estos valores y utilizando la ecuación 4.12.5.1, calculamos el valor del caudal simultáneo:

$$Q_{sim} = 4,4 * 1,7^{0,27} - 3,41 = 1,67 \left[\frac{l}{seg} \right] \quad (4.12.5.5)$$

Además utilizamos el valor de la pérdida de carga para darle la altura de la bomba. Entonces:

$$Caudal, Q \cong 6,12 \left[\frac{m^3}{h} \right] \quad (4.12.5.6)$$

$$Altura, H \cong 18 [m] \quad (4.12.5.7)$$

Para este caso, al igual que en el primario, se selecciona una bomba mediante el software de la empresa Grundfos. Teniendo en cuenta que ahora el líquido a movilizar es agua a una temperatura de poco más de 45°C.

Se elige un grupo de presión CME Grundfos, modelo CME5-2, la cual es un producto para aplicaciones de suministro doméstico de agua. En la siguiente imagen se observa el punto de trabajo de la misma.

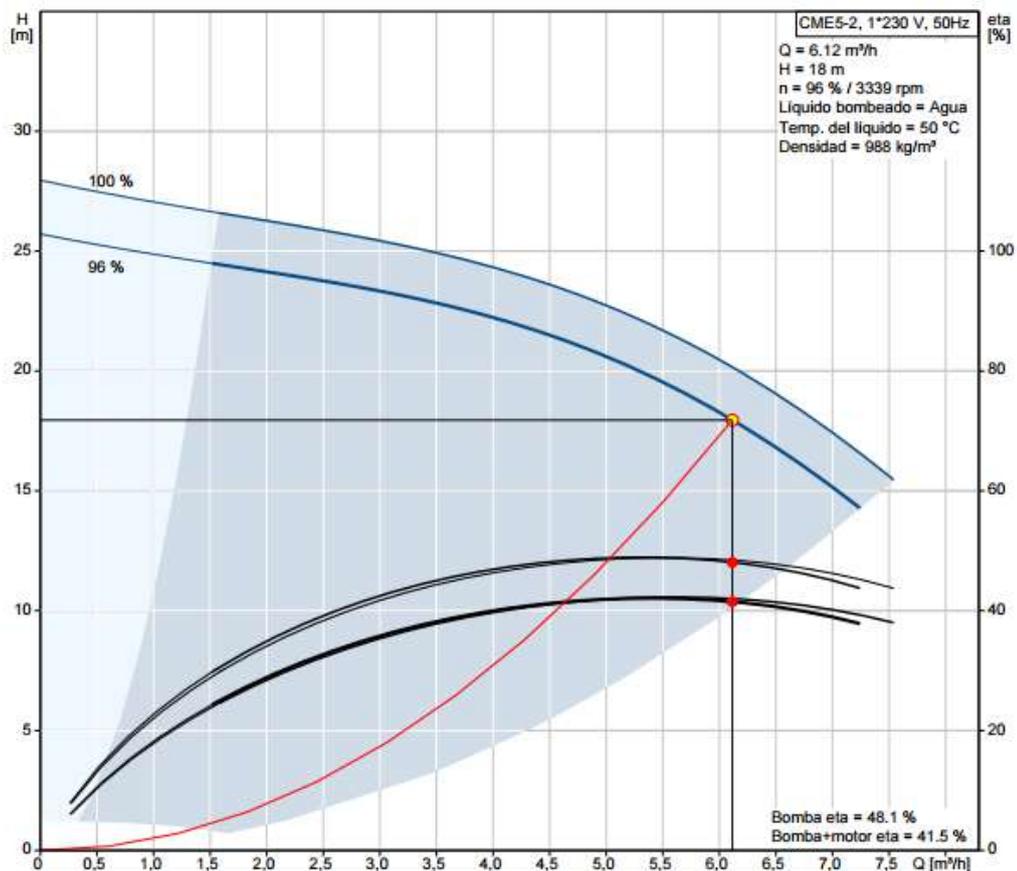


Figura 4.12.5.1. Punto de trabajo de la bomba del circuito secundario seleccionada

La información respecto a este instrumento se encuentra en el Anexo. [Anexo 4.22]

4.12.6. DIMENSIONADO DE LAS REDES DE RETORNO DE ACS

Para determinar el caudal que circulará por el circuito de retorno, se estimará que en el grifo más alejado, la pérdida de temperatura sea como máximo de 3 °C desde la salida del acumulador o intercambiador en su caso.

Además, en cualquier caso, no se recircularán menos de 250 l/h en cada columna, para poder efectuar un adecuado equilibrado hidráulico. [71]

Para la determinación del caudal de recirculación, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Q_{rec} = \frac{\text{Pérdida de calor en tuberías [W]}}{3 [^{\circ}\text{C}] \cdot 1,16 \left[\frac{\text{W} \cdot \text{h}}{^{\circ}\text{C} \cdot \text{l}} \right]} \left[\frac{\text{l}}{\text{h}} \right] \quad (4.12.6.1)$$

$$Q_{rec} = \frac{\text{Pérdida de calor en tuberías}}{3,48} \quad (4.12.6.2)$$

Para conocer la pérdida de calor en las tuberías recurrimos al catálogo de las tuberías de la empresa Aqua System, en donde obtenemos el siguiente valor:

$$\text{Conductividad térmica} = 0,24 \left[\frac{\text{W}}{\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C}} \right] \quad (4.12.6.3)$$

En nuestro caso, tomando como punto más alejado la ducha número 14 del vestuario, tenemos:

$$Q_{rec} = \frac{0,24 \left[\frac{\text{W}}{\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C}} \right] * 108 [\text{m}] * 45 [^{\circ}\text{C}]}{3,48 \left[\frac{\text{W} \cdot \text{h}}{\text{l}} \right]} \quad (4.12.6.4)$$

$$Q_{rec} = 335,2 \left[\frac{\text{l}}{\text{h}} \right] \quad (4.12.6.5)$$

En la siguiente tabla se observa la relación entre el caudal de retorno y el diámetro de las tuberías a colocar.

| Diámetro de la tubería (pulgadas) | Caudal recirculado (l/h) |
|-----------------------------------|--------------------------|
| 1/2 | 140 |
| 3/4 | 300 |
| 1 | 600 |
| 1 1/4 | 1.100 |
| 1 1/2 | 1.800 |
| 2 | 3.300 |

Tabla 4.12.6.1. Relación entre diámetro de tubería y caudal recirculado de ACS. [71]

En base al caudal y la tabla anterior de diámetro recomendado, obtenemos la información de la cañería seleccionada.

$$Q_{rec} = 335,2 \left[\frac{l}{h} \right] = 0,09 \left[\frac{l}{s} \right] \quad (4.12.6.6)$$

Por lo tanto,

| CAÑERÍA RETORNO SECUNDARIO | | | | | | | | |
|----------------------------|-------------------------|---------------------------|---------|---------|---------|-------------|-----------|-------|
| ACQUA PN 20 (T: 60°C) | | | | | | | | |
| Tramo | Q _{real} [l/s] | Q _{selecc} [l/s] | DN [mm] | di [mm] | De [mm] | Vel [m/seg] | j [mca/m] | L [m] |
| Retorno | 0,09 | 0,1 | 20 | 14.4 | 20 | 0.61 | 0.012 | 108 |

Tabla 4.12.6.2. Cañería seleccionada retorno de ACS

Para las cañerías de retorno se selecciona la bomba de la empresa Grundfos, modelo Alpha2 L 15-40. A continuación se ve la curva de la misma:

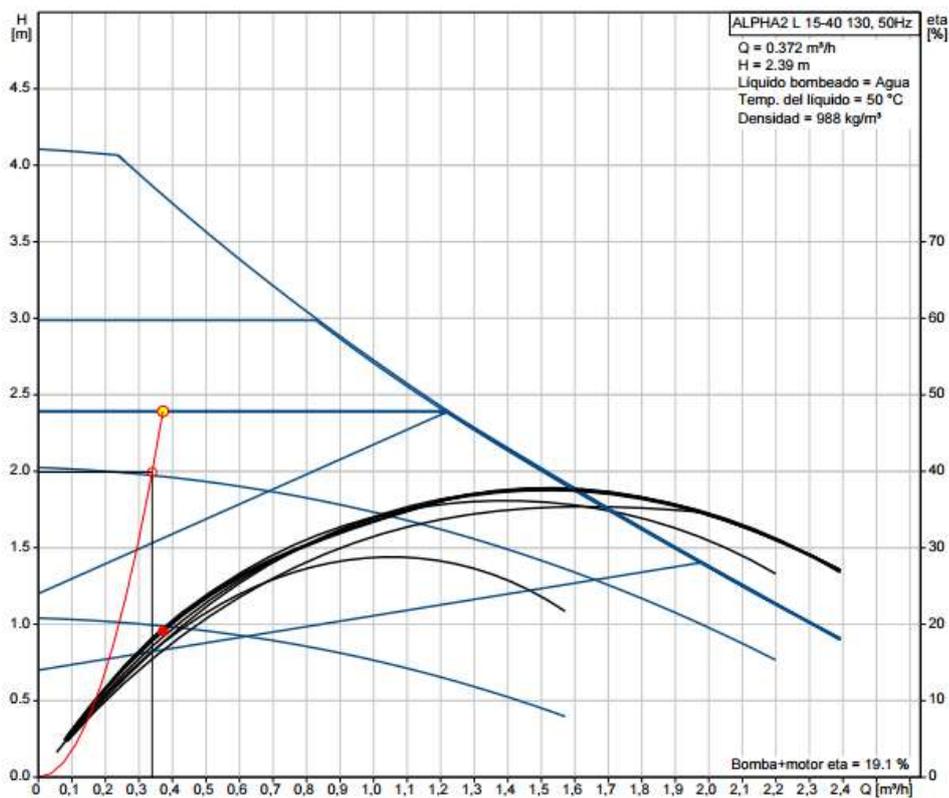


Figura 4.12.6.1. Punto de trabajo de la bomba del circuito secundario seleccionada

Mayor información respecto a este elemento se encuentra en el Anexo. [Anexo 4.23]

4.13. MANTENIMIENTO

Son de aplicación las prescripciones HE4, norma que define dos escalones complementarios de actuación:

- a) Plan de vigilancia,
- b) Plan de mantenimiento preventivo.

Los puntos siguientes son partes extraídas de la norma que atañen al sistema proyectado para el C.I.C.

4.13.1. PLAN DE VIGILANCIA

El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación serán correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales, para verificar el correcto funcionamiento de la instalación.

Se proyecta el alcance que se describe a continuación:

| Elemento de la Instalación | Operación | Frecuencia (Meses) | Descripción |
|----------------------------|---|--------------------|--|
| CAPTADORES | Limpieza de Cristales | A determinar | Con agua y productos adecuados |
| | Cristales | 3 | IV Condensaciones en las horas centrales del día |
| | Juntas | 3 | IV Agrietamientos y deformaciones |
| | Absorbedor | 3 | IV Corrosión, deformación, fugas, etc |
| | Conexiones | 3 | IV Fugas |
| | Estructura | 3 | IV Degradación, indicios de corrosión |
| CIRCUITO PRIMARIO | Tubería, aislamiento y sistema de llenado | 6 | IV Ausencia de humedad y fugas |
| | Purgador manual | 3 | IV Vaciar el aire del botellín |
| CIRCUITO SECUNDARIO | Termómetro | Diaria | IV Temperatura |
| | Tubería y aislamiento | 6 | IV Ausencia de humedad y fugas |
| | Acumulador solar | 3 | Purgado de la acumulación de lodos de la parte inferior del depósito |
| IV Inspección visual | | | |

Tabla 4.13.1.1. Plan de vigilancia

4.13.2. PLAN DE MANTENIMIENTO

1. 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.

2. El mantenimiento implicará, como mínimo, una revisión anual de la instalación.
3. El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar térmica y las instalaciones mecánicas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo.
4. El mantenimiento ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

A continuación se desarrollan de forma detallada las operaciones de mantenimiento que deben realizarse en las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente, la periodicidad mínima establecida (en meses) y observaciones en relación con las prevenciones a observar.

| Equipo | Frecuencia (meses) | Descripción |
|-----------------------|--------------------|--|
| Captadores | 6 | IV Diferencias sobre original |
| | | IV Diferencias entre captadores |
| Cristales | 6 | IV Condensaciones y suciedad |
| Juntas | 6 | IV Agrietamientos, deformaciones |
| Absorvedor | 6 | IV Corrosión, deformaciones |
| Carcasa | 6 | IV Deformación, oscilaciones, ventanas de respiración |
| Conexiones | 6 | IV Aparición de fugas |
| Estructura | 6 | IV Degradación, indicios de corrosión y apriete de tornillos |
| IV: Inspección visual | | |

Tabla 4.13.2.1. Mantenimiento de sistema de captación

| Equipo | Frecuencia (meses) | Descripción |
|-----------------------------|--------------------|--------------------------------------|
| Depósito | 12 | Presencia de lodos en el fondo |
| Ánodos sacrificio | 12 | Comprobación del desgaste |
| Ánodos de corriente impresa | 12 | Comprobación del buen funcionamiento |
| Aislamiento | 12 | Comprobar que no hay humedad |

Tabla 4.13.2.2. Mantenimiento de sistema de acumulación

| Equipo | Frecuencia (meses) | Descripción |
|-------------------------------|--------------------|------------------------------|
| Intercambiador de placas | 12 | CF Eficiencia y prestaciones |
| | | Limpieza |
| Intercambiador de serpentín | 12 | CF Eficiencia y prestaciones |
| | | Limpieza |
| CF: Control de funcionamiento | | |

Tabla 4.13.2.3. Mantenimiento de sistema de intercambio

| Equipo | Frecuencia (meses) | Descripción |
|-------------------------------|--------------------|--|
| Fluido refrigerante | 12 | Comprobar su densidad y pH |
| Estanqueidad | 24 | Efectuar prueba de presión |
| Aislamiento exterior | 6 | IV Degradación protección uniones y ausencia de humedad |
| Aislamiento interior | 12 | IV Uniones y ausencia de humedad |
| Purgador manual | 6 | Vaciar el aire del botellín |
| Bomba | 12 | Estanqueidad |
| Vaso de expansión cerrado | 6 | Comprobación de la presión |
| Sistema de llenado | 6 | CF Actuación |
| Válvula de corte | 12 | CF Actuaciones (abrir y cerrar) para evitar agarrotamiento |
| Válvula de seguridad | 12 | CF Actuación |
| IV: Inspección visual | | |
| CF: Control de funcionamiento | | |

Tabla 4.13.2.4. Circuito hidráulico

| Equipo | Frecuencia (meses) | Descripción |
|------------------------------------|--------------------|---|
| Cuadro eléctrico | 12 | Comprobar que esté siempre bien cerrado para que no entre polvo |
| Control diferencial | 12 | CF Actuación |
| Termostato | 12 | CF Actuación |
| Verificación del sistema de medida | 12 | CF Actuación |
| CF: Control de funcionamiento | | |

Tabla 4.13.2.5. Sistema eléctrico y de control

| Equipo | Frecuencia (meses) | Descripción |
|--|--------------------|--------------|
| Sistema auxiliar | 12 | CF Actuación |
| Sondas de temperatura | 24 | CF Actuación |
| CF: Control de funcionamiento | | |
| trabajos propios de mantenimiento del sistema auxiliar | | |

Tabla 4.13.2.6. Sistema auxiliar

CAPÍTULO 5

5.1. DISEÑO DE INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO FOTOVOLTAICO.

5.1.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Una planta fotovoltaica (FV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar combustibles. De hecho, la tecnología fotovoltaica (FV) se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual algunos semiconductores “dopados” generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar.

Las principales ventajas de las plantas fotovoltaicas (FV) son, en resumen:

- Generación distribuida donde sea necesario;
- No se emiten materiales contaminantes;
- Ahorro de combustibles fósiles;
- Fiabilidad de las plantas, ya que carecen de partes móviles, además su vida útil suele superar los 20 años.
- Costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos;
- Modularidad del sistema conforme a la demanda real de los usuarios.

Sin embargo, el coste inicial de desarrollo de una planta FV depende de distintos factores. Entre ellos:

- Radiación solar incidente en el lugar de instalación;
- Inclinação y orientación de los paneles;
- Presencia o no de sombras;
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

Las aplicaciones principales de las plantas FV son:

1. Instalaciones para usuarios aislados de la red, con sistemas de almacenamiento.
2. Instalaciones para usuarios conectados a la red de BT.
3. Plantas de energía solar fotovoltaica, normalmente conectadas a la red de MT.

Una planta FV está compuesta esencialmente por un generador, paneles fotovoltaicos, un bastidor de soporte para montar los paneles sobre el terreno, un edificio o la estructura de un edificio; por un sistema de control y acondicionamiento energético, por un posible sistema de almacenamiento de la energía, por cuadros y el aparataje eléctrico que alojan los equipos de protección y maniobra, así como los cables de conexión. [72]

5.1.2. EFECTO FOTOVOLTAICO

El funcionamiento de las células fotovoltaicas se basa en el efecto fotovoltaico, el mismo tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material, normalmente de tipo semiconductor, es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía (cuanto de radiación electromagnética) que incide en el material. De hecho, tanto en los materiales semiconductores como en los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y la de conducción (característica de los materiales conductores) es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa, de ahí el efecto fotovoltaico. [72]

5.2. COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

5.2.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO

El componente elemental de un generador FV es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm². El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente) se “dopa” con átomos trivalentes (por ejemplo: boro, dopaje positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (por ejemplo: fósforo, dopaje negativo) en la otra.

La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la tipo N tiene exceso de electrones.

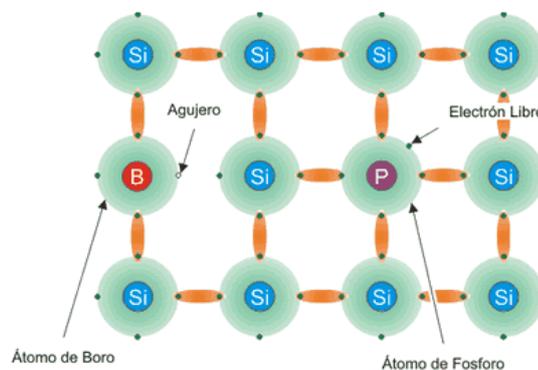


Figura 5.2.1.1. Silicio Dopado

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones, N, hacia la mitad con déficit de electrones, P, generando así una acumulación de carga negativa en la región P.

Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga negativa en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas. Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección, funcionamiento como un diodo.

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico se crean algunos pares de electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada.

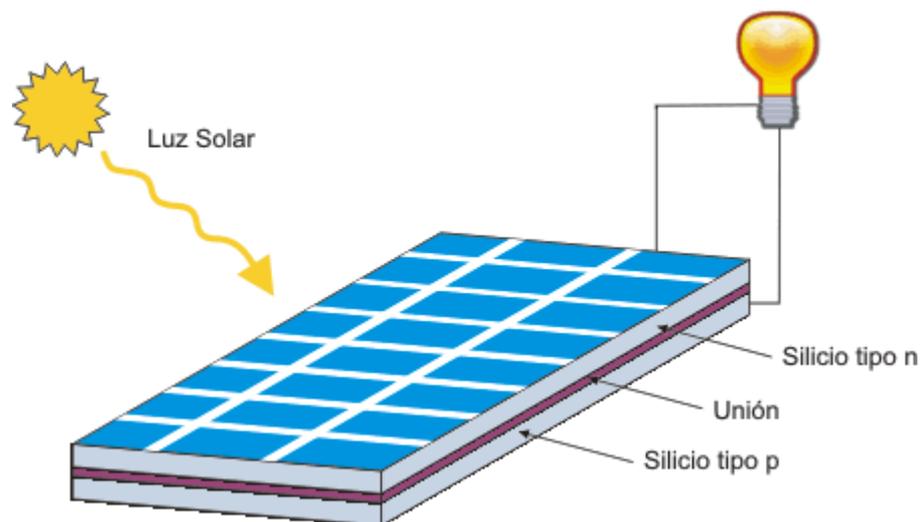


Figura 5.2.1.2. Funcionamiento de una célula fotovoltaica

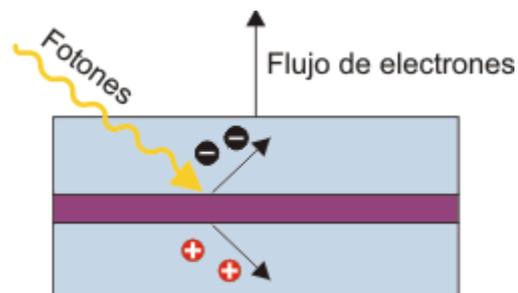


Figura 5.2.1.3. Funcionamiento de una célula fotovoltaica, detalle de la unión

La región de silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la célula fotovoltaica posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la intensidad generada.

La imagen 5.2.1.4 representa el efecto fotovoltaico y el balance energético que muestra el porcentaje considerable de energía solar incidente no convertida a energía eléctrica.

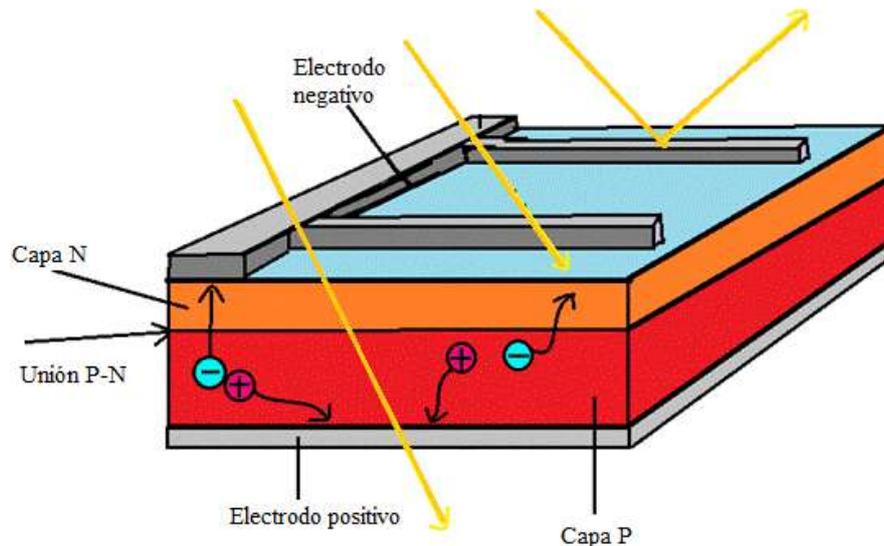


Figura 5.2.1.4. Efecto fotovoltaico

El 100% de la energía solar incidente, se divide en:

- 3% pérdidas por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales
- 23% fotones con longitudes de onda larga, con una energía insuficiente para liberar electrones; se genera calor.
- 32% con fotones de longitud de onda corta, con exceso de energía (transmisión)
- 8,5% recombinación de portadores de cargas libres
- 20% gradiente eléctrico en la célula, sobre todo en las regiones de transición
- 0,5% resistencia en serie que representa las pérdidas por conducción
- 13% energía eléctrica utilizable.

En las condiciones de funcionamiento estándar (irradiancia de 1 kW/m^2 a una temperatura de 25°C) una célula FV genera una intensidad de 3 A con una tensión de 0,5 V y una potencia pico de 1,5 a 1,7 Wp.

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células. Los más habituales contienen 36 células en 4 hileras paralelas

conectadas en serie, con un área comprendida entre 0,5 y 1 m². Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entendido como una estructura común que puede fijarse al suelo o a un edificio.

Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador fotovoltaico.

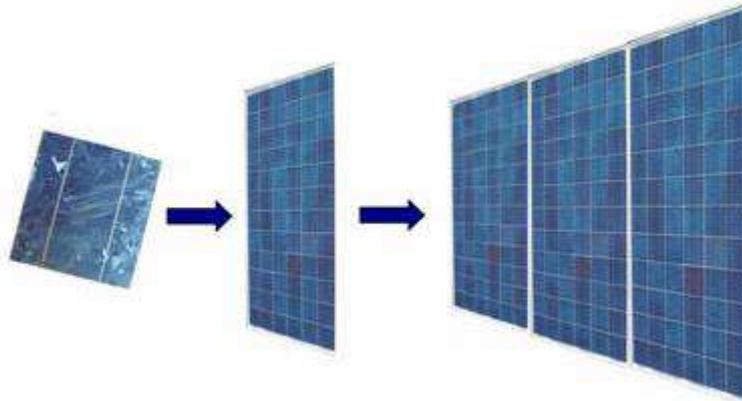


Figura 5.2.1.5. Generador fotovoltaico

Las células fotovoltaicas de los módulos, no son exactamente iguales a causa de desviaciones de fabricación inevitables, por lo tanto es posible que dos bloques de células conectados en paralelo no posean la misma tensión. A consecuencia de esta diferencia, se genera una corriente que fluye desde el bloque de células de mayor tensión hacia el bloque de menor tensión. De este modo, parte de la energía generada por el módulo se pierde dentro del mismo módulo, son pérdidas por desequilibrio.

La falta de igualdad de las células también puede deberse a una irradiancia solar diferente, por ejemplo, cuando están parcialmente a la sombra o deterioradas.

Estas células se comportan como diodos, bloqueando la intensidad generada por las otras células. El diodo depende de la tensión de las otras células y puede provocar la perforación de la unión por sobrecalentamiento local, así como daños al módulo.

Para limitar este tipo de fenómenos, los módulos están equipados con diodos de bypass que cortocircuitan las zonas sombreadas o dañadas del módulo. El fenómeno de desequilibrio también ocurre entre los paneles del campo fotovoltaico a causa de la desigualdad de los módulos, las diferencias de las irradiancias de los paneles, las zonas de sombra y los defectos de algún panel.

Para impedir el flujo de corriente inversa entre los paneles se pueden insertar diodos.

Las células que componen el módulo se encapsulan en un sistema de montaje que:

- Aísla eléctricamente las células del exterior;
- Protege las células de los agentes atmosféricos y de los esfuerzos mecánicos;

- Es resistente a los rayos ultravioleta, a las bajas temperaturas, a los cambios bruscos de temperatura y a la abrasión.
- Disipa el calor fácilmente para evitar que el aumento de temperatura reduzca la energía suministrada por el módulo.

Estas propiedades deben mantenerse durante toda la vida útil prevista para el módulo.

Un módulo estándar de silicio cristalino está compuesto por:

- Una lámina protectora en la parte superior expuesta a la luz, caracterizada por una elevada transparencia, el material más común es el vidrio templado.
- Un material encapsulante que evita el contacto directo entre el vidrio y la célula, elimina los intersticios originados por las imperfecciones superficiales de las células y aísla eléctricamente la célula del resto del panel.
- Un sustrato de soporte en la parte posterior
- Un bastidor metálico, normalmente de aluminio.

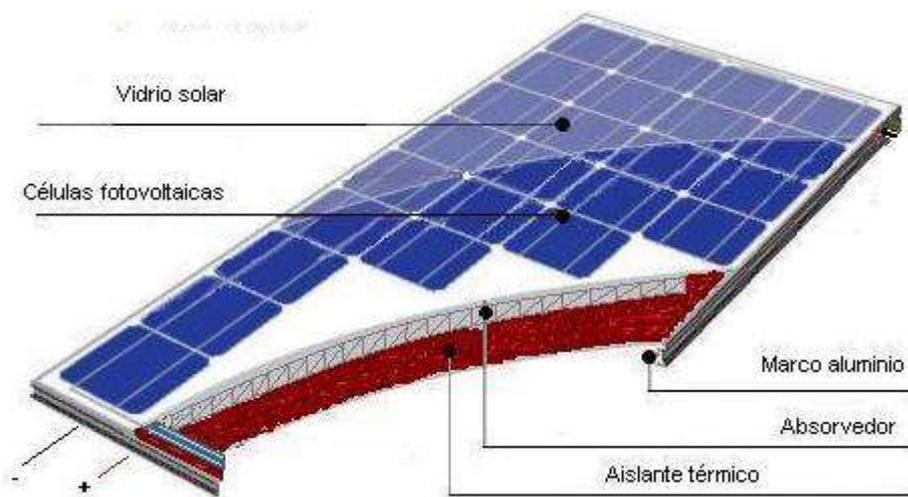


Figura 5.2.1.6. Sección de un módulo fotovoltaico estándar.

En los módulos de silicio cristalino, una vez construidas las células se utilizan contactos metálicos soldados para conectarlas; en los módulos de capa fina la conexión eléctrica es parte del proceso de fabricación de las células, siendo posible gracias a una capa de óxidos metálicos transparentes, como óxido de zinc u óxido de estaño. [72]

5.2.2. INVERSOR

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía

destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor.

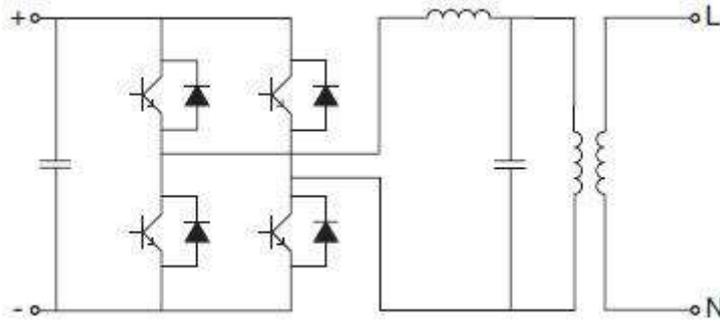


Figura 5.2.2.1. Esquema de principio de funcionamiento de un inversor monofásico.

En la imagen 5.2.2.1 se muestra el esquema de conexión de un inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho de pulso (PMW, Pulse With Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida.

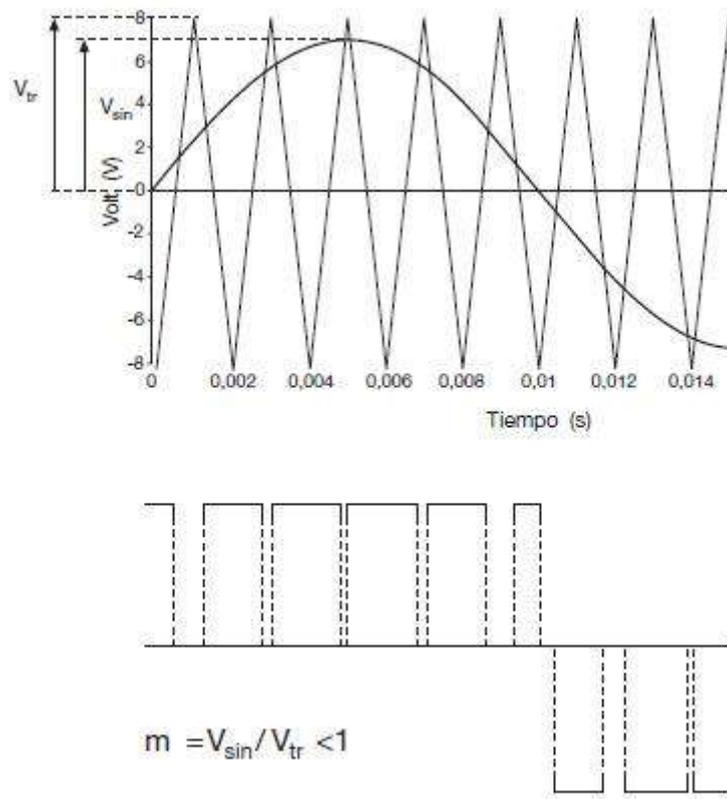


Figura 5.2.2.2. Principio de funcionamiento de la tecnología PWM

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un chopper controlado llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking). El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V (Tensión – Intensidad) del generador al cual se produce la máxima potencia disponible. Tomando la curva I-V del generador FV:

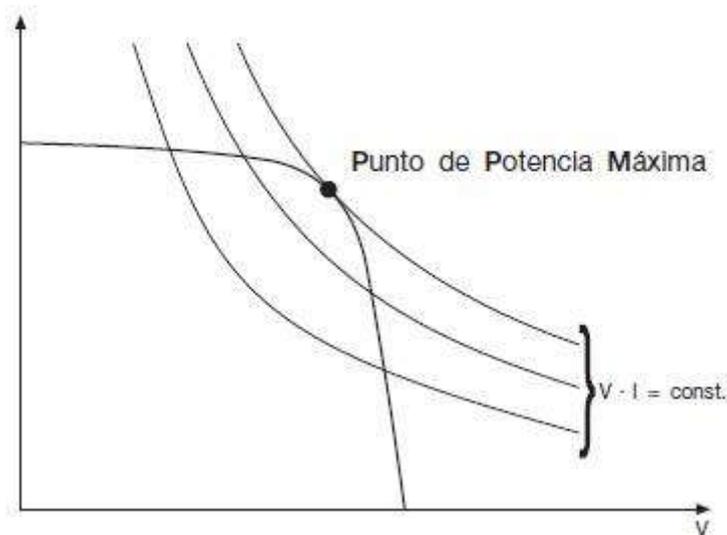


Figura 5.2.2.3. Punto de potencia máxima, MPP, de un generador fotovoltaico

El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación:

$$V \cdot I = \text{constante} \quad (5.2.1)$$

El sistema MPPT de uso comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores tensión – intensidad y evaluando si el producto resultante I-V es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

Debido a las características de los rendimientos necesarios, los inversores para plantas aisladas y para plantas conectadas a la red tienen necesidades distintas:

- En las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga.
- En las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV. [72]

5.3. TIPOLOGÍAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

5.3.1. PANELES DE SILICIO CRISTALINO

Actualmente los paneles de silicio cristalino son los más utilizados y se dividen en dos categorías:

- Silicio monocristalino: los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta. Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de 200-250 μm de grosor cuya superficie se trata de obtener “microsurcos” destinados a minimizar las pérdidas por reflexión.
- La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con una larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. Algunos fabricantes ofrecen 20 años de garantía con una pérdida de eficiencia máxima del 10% respecto al valor nominal.

El costo de estos módulos es de alrededor de 3,2 a 3,5 €/W y los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo, esto es debido a un recubrimiento antirreflectante de óxido de titanio, que tiene como función mejorar la captación de radiación solar.

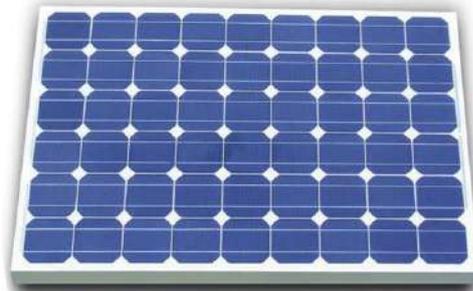


Figura 5.3.1.1. Panel de silicio monocristalino

- Paneles de silicio policristalino: En los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho,

las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan unas estrías típicas de 1800-3000 μm de grosor.

Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12 a 14%), pero su costo también lo es: de 2,8 a 3,3 €/W. Aun así, su duración es larga, respecto a la del silicio monocristalino, y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años).

Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.



Figura 5.3.1.2. Panel de silicio policristalino

En la actualidad el mercado está dominado por la tecnología de silicio cristalino, que representa un 90% del sector. Se trata de una tecnología madura desde el punto de vista de la eficiencia obtenible y de los costes de fabricación y probablemente continuará dominando el mercado a corto-medio plazo. Cabe esperar únicamente pequeñas mejoras en la eficiencia y una posible reducción de los costes asociada tanto a la introducción de obleas mayores como a la economía de escala. Además, la industria FV basada en ésta tecnología utiliza el excedente de silicio para la industria electrónica, aunque el desarrollo constante de esta última y el crecimiento exponencial de la producción FV a una tasa promedio del 40% en los últimos seis años va limitando más la disponibilidad en el mercado de material bruto para el sector fotovoltaico.

5.3.2. Paneles de capa fina

Las células de capa fina están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, mientras que las células de silicio cristalino poseen un grosor de varios cientos de micras. En consecuencia, el ahorro de material es notable y la posibilidad de disponer de un soporte flexible aumenta el campo de aplicación de este tipo de células.

Los materiales usados son:

- Silicio amorfo,
- CdTeS (Telururo de Cadmio-Sulfuro de Cadmio),
- GaAs (Arseniuro de Galio)
- CIS, CIGS, CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio-cobre)



Figura 5.3.2.1. Módulos de capa fina

El silicio amorfo (símbolo a-Si) depositado como una película sobre un soporte ofrece la posibilidad de disponer de tecnología FV a unos costos reducidos comparados con los del silicio cristalino, pero la eficiencia de estas células tiende a empeorar con el tiempo. El silicio amorfo también puede pulverizarse sobre una lámina delgada de plástico o material flexible. Se utiliza sobre todo en los casos en que es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficies curvas. La eficiencia del a-Si (5 a 6%) es muy baja a causa de las muchas resistencias que se oponen al flujo de electrones. También en este caso el rendimiento de las células tiende a empeorar con el tiempo. Una aplicación interesante de esta tecnología es la de “tándem” que combina una capa de silicio amorfo con una o más capas de silicio cristalino multiunión; gracias a la separación del espectro solar, cada unión colocada en secuencia trabaja en su punto óptimo y garantiza niveles más elevados de eficiencia y de resistencia.

Las células solares de CdTeS constan de una capa tipo P (CdTe) y otra N (CdS) que forman una heterounión P-N.

Las células de CdTeS presentan una eficiencia mayor que las de silicio amorfo: entre 10 y 11% para los productos industriales. La producción a gran escala de esta tecnología trae consigo el problema medioambiental en cuanto al CdTe que contiene la célula: al no ser soluble en agua y ser más estable que otros compuestos de Cadmio, puede convertirse en un problema si no se recicla o utiliza de forma apropiada. El costo unitario de tales módulos es de 1,5 a 2,2 €/W.

Actualmente la tecnología GaAs es la más interesante en términos de eficiencia obtenida, por encima del 25% y hasta un 30%, pero la producción de estas células se ve limitada por sus altos costos y por la escasez del material, que se utiliza fundamentalmente en los semiconductores de alta velocidad y en la industria optoelectrónica. De hecho, la tecnología GaAs se utiliza principalmente para aplicaciones espaciales donde el peso y las dimensiones reducidas tienen un papel determinante.

Los módulos CIS/CIGS/CIGSS forman parte de una tecnología aún en desarrollo. El silicio se sustituye por aleaciones especiales como:

- Cobre, Indio y Selenio (CIS),
- Cobre, Indio, Galio y Selenio (CIGS)
- Cobre, Indio, Galio, Selenio y Azufre (CIGSS)

La eficiencia actual es del 10 a 11% con rendimientos constantes en el tiempo. En el silicio tanto mono como policristalino se prevé una reducción en los costos de producción, de momento de alrededor de 2,2 a 2,5 €/W.

La cuota de mercado de las tecnologías de capa fina es todavía muy limitada (alrededor del 7%) pero las soluciones con mayores capacidades a medio y largo plazo se toman en consideración para una reducción sustancial del precio. Al depositar la capa fina directamente a gran escala (más de 5 m²), los desechos resultantes del corte de obleas de silicio cristalino pueden evitarse. Las técnicas de depósito son procesos de bajo consumo energético y por lo tanto el tiempo de amortización es corto, entendido como el tiempo que debe estar funcionando una planta FV antes de que energía consumida en su construcción se haya generado (alrededor de un año en el caso de capas finas de silicio amorfo frente a los dos años para el silicio cristalino). Comparados con los módulos de silicio cristalino, los de capa fina presentan una menor dependencia de la eficiencia respecto a la temperatura de funcionamiento y una buena respuesta también ante casos en los que la componente difusa de la luz es más marcada y los niveles de radiación son bajos, sobre todo en días nublados. [72]

| | Silicio monocristalino | Silicio policristalino | Capa fina (silicio amorfo) |
|---------------|---|---|--|
| η célula | 14 % - 17 % | 12 % - 14 % | Monocristal 4-6% Tándem 7 – 10 % |
| Ventajas | η elevada η constante tecnología fiable | Menor coste Producción más simple Dimensionamiento óptimo | Menor coste Influencia de la temperatura reducida Mayor salida energética con radiación difusa |
| Desventajas | Mayor energía Cantidad necesaria para producción | Sensibilidad a impurezas del proceso de fabricación | Mayores dimensiones Coste de estructura y tiempo de montaje |

Tabla 5.3.2.1. Comparación entre paneles fotovoltaicos

| | GaAs (Arseniuro de Galio) | CdTe (Telururo de Cadmio) | CIS (Aleación de seleniuro de indio-cobre) |
|---------------|--|---|---|
| η célula | 32,5 % | 11 % | 12 % |
| Ventajas | Gran resistencia a altas temperaturas (adecuado para concentradores) | Bajo coste | Muy constante |
| Desventajas | Toxicidad Disponibilidad de materiales | Toxicidad Disponibilidad de materiales | Toxicidad |

Tabla 5.3.2.2. Comparación entre tecnologías fotovoltaicas

5.4. TIPOLOGÍAS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

5.4.1. PLANTAS AISLADAS

Las plantas aisladas son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles FV y un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro energético también en condiciones de luminosidad deficiente u oscuridad. La corriente suministrada por el generador FV es continua, por lo que si el usuario de la planta necesita corriente alterna se requiere de un inversor.

Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico cuando no hay red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso, ya que pueden utilizarse en lugar de grupos electrógenos. Además, en una configuración aislada, el campo FV está más sobredimensionado de forma que durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de las baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación.

Entre las aplicaciones actuales más frecuentes se encuentra el suministro a:

- Equipos de bombeo de agua,
- Radiorrepetidores, estaciones de observación climatológica o sísmica y de transmisión de datos,
- Sistemas de iluminación,
- Sistemas de señalización vial, portuario y aeroportuaria,
- Campings,
- Instalaciones publicitarias,
- Refugios a gran altitud. [72]

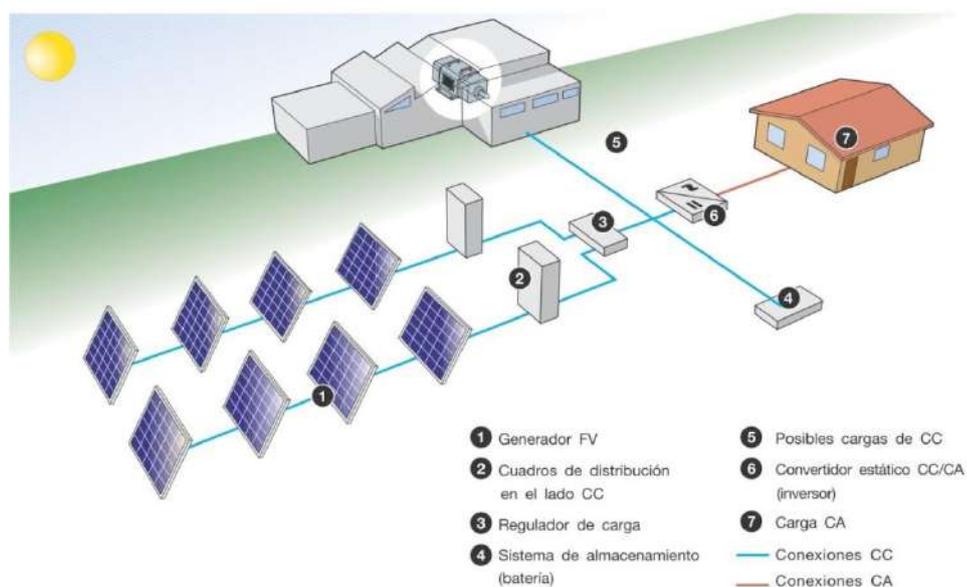


Figura 5.4.1.1. Principio de funcionamiento de planta FV aislada

5.4.2. PLANTAS CONECTADAS A LA RED

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador FV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por el contrario, si el sistema FV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando así como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores.

Estas plantas ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales. Al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costes en concepto de transporte y puestas en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insolación permite que se reduzca los requisitos de la red durante el día, es decir, cuando la demanda es mayor.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación es independiente del consumo de electricidad del edificio, lo que simplifica en gran medida su diseño. Para dimensionar la instalación habrá que tener en cuenta la inversión inicial y el espacio disponible así como la rentabilidad que se desea alcanzar con la venta de la electricidad generada.

5.4.2.1. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA INSTALACIÓN.

El esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red es el que sigue a continuación:

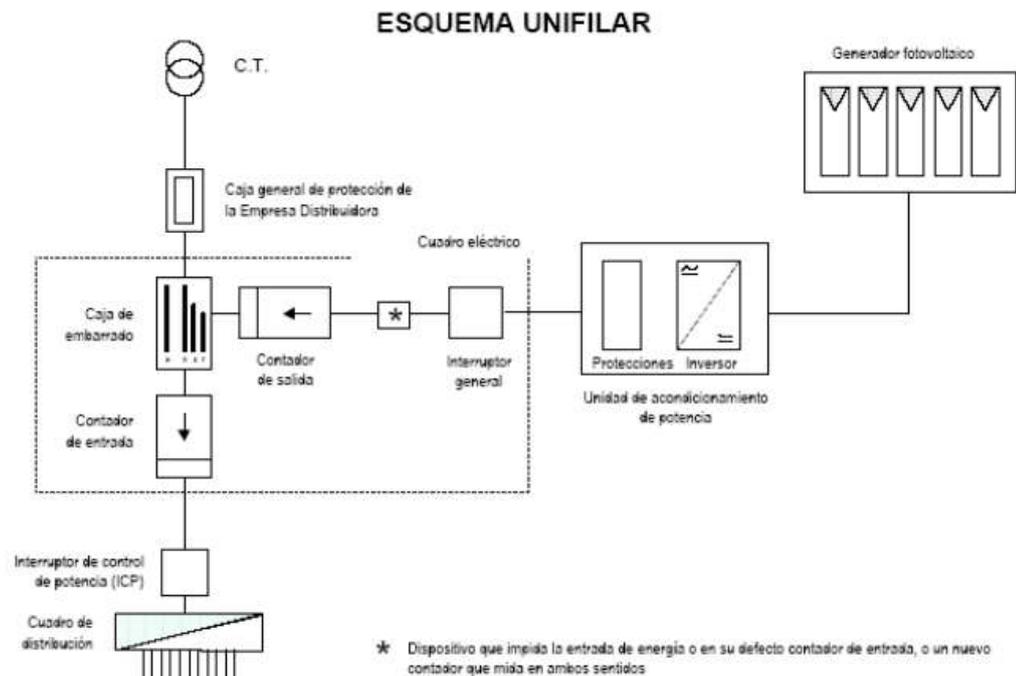


Figura 5.4.2.1.1. Instalación Fotovoltaica conectada a la red de Baja Tensión

Los elementos que componen la instalación son:

- Generador fotovoltaico: transforma la energía del sol en energía eléctrica.
- Cuadro de protecciones: Contiene alarmas, desconectores, protecciones, etc...
- Inversores: Son los elementos que adaptan la energía entregada por el generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) a las condiciones requeridas por los diferentes tipos de cargas, ya sean éstas en corriente continua, en corriente alterna o inyección de energía directamente a la red. Son muchos los tipos de inversores, que utilizando diferentes tecnologías, se comercializan en la actualidad. A los empleados en instalaciones conectados a la red eléctrica se les exige una baja producción de armónicos, su adaptación a cualquier red eléctrica y una generación con alto factor de potencia.
- Contadores: Se requieren dos contadores con finalidades distintas. Un contador principal contabiliza la energía producida y enviada a la red para que pueda ser facturada a la compañía a los precios estipulados. Por otro lado, un contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos para descontarlos del total de la energía producida. [72]

5.5. INTERMITENCIA EN LA GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

La utilización de energía fotovoltaica está técnicamente limitada por la incertidumbre en la intermitencia de la producción. De hecho, la red de distribución eléctrica nacional puede aceptar una cantidad limitada de potencia entrante intermitente, superada la cual pueden producirse problemas graves en la estabilidad de la red. El límite de aceptación depende de la configuración de la red y del grado de interconexión con las redes próximas.

En Italia, por ejemplo, se considera peligroso que la energía intermitente total inyectada a la red supere un valor entre el 10 y el 20% de la energía total generada por las centrales eléctricas tradicionales.

En consecuencia, las restricciones que surgen por la intermitencia en la generación fotovoltaica limitan la posibilidad real de contribuir de forma significativa al balance energético nacional, una afirmación extensible a todas las fuentes renovables intermitentes.

Para sortear este aspecto negativo sería necesario almacenar durante tiempos lo suficientemente prolongados la energía eléctrica intermitente producida para suministrarla a la red de manera más continua y estable. La electricidad puede almacenarse en bobinas superconductoras o puede convertirse en otro tipo de energía: energía cinética almacenada en volantes de inercia o en gases comprimidos, energía gravitatoria en embalses, energía química en combustibles de síntesis y energía electroquímica en acumuladores eléctricos (baterías).

Tras una selección de estas opciones conforme al requisito de mantener la energía de forma eficiente durante días y/o meses, son dos los sistemas de almacenamiento que se utilizan: los que emplean baterías y el del hidrógeno. En el estado de desarrollo de estas dos tecnologías, el almacenamiento electroquímico parece viable a corto-medio plazo para almacenar energía de unas pocas horas a varios días. Por lo tanto, en lo que respecta a la energía fotovoltaica aplicada a plantas conectadas a la red, pequeñas, la instalación de un sistema de almacenamiento compuesto por baterías de dimensiones reducidas puede contrarrestar los inconvenientes de la intermitencia, permitiendo una mejora parcial del límite de aceptación de la red. En lo referente al almacenamiento estacional de la gran cantidad de energía eléctrica necesaria para sustituir el petróleo en todos los sectores de consumo, el hidrógeno parece ser la tecnología más adecuada a largo plazo, ya que aprovecha el hecho de que la productividad eléctrica solar en verano es del orden de tres veces superior a la del invierno. La energía sobrante almacenada en verano podría utilizarse para optimizar el factor de capacidad anual de las centrales fuentes de energías renovables, aumentándolo desde el valor actual de 1500 – 1600 horas sin almacenamiento hasta un valor más cercano al promedio de las centrales eléctricas convencionales (alrededor de 6000 horas). En ese caso, la energía procedente de fuentes renovables podría desempeñar el papel que ahora tiene la termoeléctrica, ya que se eliminaría el límite de aceptación de la red. [72]

5.6. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

5.6.1. CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Una célula fotovoltaica puede considerarse como un generador de intensidad y puede representarse con el circuito equivalente de la siguiente imagen.

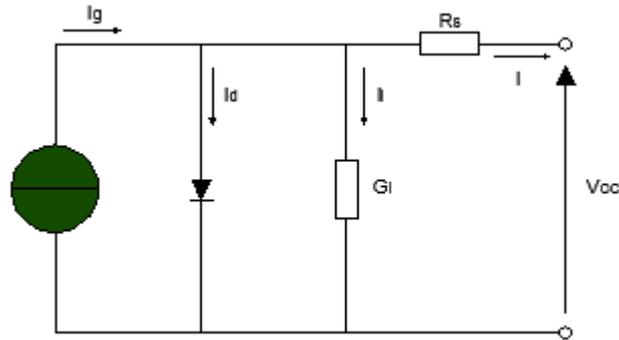


Figura 5.6.1.1. Circuito equivalente célula fotovoltaica

La intensidad I en los terminales de salida es igual a la intensidad generada mediante el efecto fotovoltaico I_g con el generador de intensidad ideal, menos la intensidad del diodo I_d y la intensidad de fuga I_l .

La resistencia serie R_s representa la resistencia interna al flujo de la intensidad generada y depende del grosor de la unión P-N, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto.

La conductancia de fuga G_l tiene en cuenta la corriente a tierra en condiciones de servicio normales.

En una célula ideal encontraríamos $R_s=0$ y $G_l=0$. Sin embargo, en una célula de silicio de alta calidad $R_s=0,05$ a $0,10 \Omega$ y $G_l= 3$ a 5 mS . La eficiencia de conversión de la célula FV se ve muy afectada por una pequeña variación de R_s , mientras que es mucho menos sensible a una variación de G_l .

La tensión sin carga V_{oc} se da cuando la carga no absorbe intensidad ($I=0$) y viene dada por la fórmula:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l} \quad (5.6.1.1)$$

La intensidad del diodo se obtiene de la fórmula clásica de la corriente continua:

$$I_d = I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad (5.6.1.2)$$

Dónde:

- I_D es la intensidad de saturación del diodo,
- Q es la carga del electrón ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)
- A es el factor de identidad del diodo y depende de los factores de recombinación dentro del propio diodo (para el silicio cristalino, alrededor de 2)
- k es la constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$)
- T es la temperatura absoluta en grados Kelvin.

Por tanto, la intensidad suministrada a la carga responde a:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - G_l \cdot V_{oc} \quad (5.6.1.3)$$

En las células normales, el último término, correspondiente a la intensidad de fuga, es despreciable respecto a las otras dos intensidades. En consecuencia, la intensidad de saturación del diodo se puede determinar experimentalmente aplicando la tensión en ausencia de carga V_{oc} a una célula no iluminada y midiendo la intensidad que fluye en el interior de la célula.

5.6.2. CURVA TENSION-INTENSIDAD DEL MÓDULO

En la figura se muestra la curva característica tensión-intensidad de un módulo FV. En condiciones de cortocircuito la intensidad generada es la máxima (i_{sc}), mientras que con el circuito abierto la tensión es la máxima (V_{oc} =tensión de circuito abierto). En estas dos situaciones la energía eléctrica producida en el módulo es cero, mientras que en cualquier otra situación, al aumentar la tensión la energía producida también aumenta: al principio alcanza el punto de potencia máxima (P_m) para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga.

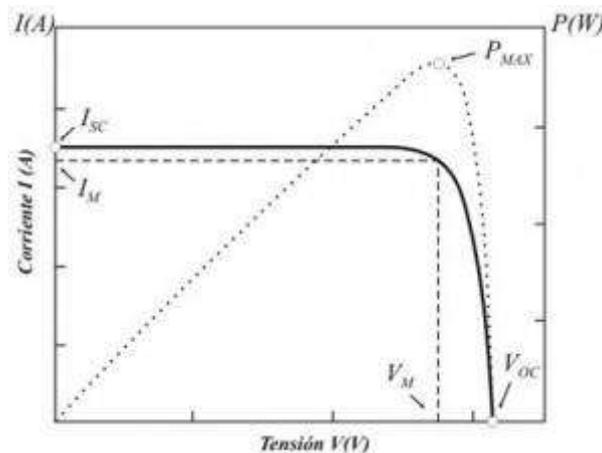


Figura 5.6.2.1. Curva característica tensión-corriente de un módulo fotovoltaico

Así entonces, los datos característicos de un módulo solar se pueden resumir a:

- I_{sc} intensidad de cortocircuito,
- V_{oc} tensión sin carga,
- P_m potencia producida máxima en condiciones estándar (STC),
- I_m intensidad producida en el punto de potencia máxima,
- V_m tensión en el punto de potencia máxima,
- FF factor de llenado: parámetro que determina la forma de la curva característica V-I e indica la relación entre la potencia máxima y el producto ($V_{oc} \cdot I_{sc}$) de la tensión sin carga multiplicada por la intensidad de cortocircuito.

Si se aplica una tensión desde el exterior a una célula fotovoltaica en la dirección inversa respecto al funcionamiento normal, la intensidad producida se mantiene constante y la célula absorbe la energía. Cuando se supera un valor determinado de tensión inversa (tensión de “ruptura”), se perfora la unión P-N, tal y como sucede en un diodo, y la intensidad alcanza un valor elevado que daña la célula. En ausencia de luz, la intensidad generada es cero para la tensión inversa hasta la tensión de “ruptura”; después existe una intensidad de descarga similar a la de un rayo.

5.6.3. ESQUEMA DE CONEXIÓN A LA RED

Una planta FV conectada a la red que abastece a un consumidor se puede representar de forma simplificada con la siguiente imagen:

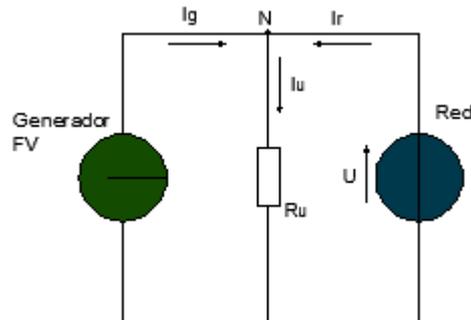


Figura 5.6.3.1. Esquema de usuario conectado a la red

La red de suministro (considerada como una potencia cortocircuito infinita) se esquematiza mediante un generador de tensión ideal con un valor independiente de las condiciones de carga de la instalación del consumidor. Por otro lado, el generador FV se representa mediante un generador de intensidad ideal (con intensidad constante e insolación homogénea) mientras que la instalación se representa mediante una resistencia R_u .

Las intensidades I_g e I_r , que proceden del generador FV y de la red respectivamente, convergen en el nodo N, y la intensidad I_u absorbida por el consumidor procede del nodo:

$$I_u = I_g + I_r \quad (5.6.3.1)$$

Puesto que la intensidad en la carga es también la relación entre la tensión de red U y la resistencia de la carga R_u :

$$I_u = \frac{U}{R_u} \quad (5.6.3.2)$$

La relación entre las intensidades se puede expresar como:

$$I_r = \frac{U}{R_u} - I_g \quad (5.6.3.3)$$

Si en la ecuación 5.6.3.1, $I_g=0$, como sucedería en las horas nocturnas, la intensidad absorbida por la red sería:

$$I_r = \frac{U}{R_u} \quad (5.6.3.4)$$

Por el contrario, si el consumidor absorbe toda la intensidad generada por la planta FV, la intensidad suministrada por la red debe ser cero y por lo tanto la ecuación 5.6.3.1, pasa a ser:

$$I_g = \frac{U}{R_u} \quad (5.6.3.5)$$

Al aumentar la insolación, si la intensidad generada I_g supera la intensidad requerida por la carga I_u , la intensidad I_r se vuelve negativa, es decir, ya no se absorbe de la red sino que se inyecta a la misma.

Al multiplicar los términos de la ecuación 5.6.3.1, por la tensión de la red U , las consideraciones anteriores también se pueden aplicar a las energías, partiendo de los siguientes supuestos:

- $P_u = U \cdot I_u = \frac{U^2}{R_u}$ potencia absorbida por el consumidor,
- $P_g = U \cdot I_g$ la potencia generada por la planta FV,
- $P_r = U \cdot I_r$ potencia suministrada por la red.

5.6.4. POTENCIA NOMINAL PICO

La potencia nominal pico (kWp) representa la potencia eléctrica que es capaz de suministrar una planta FV bajo condiciones de prueba estándar (STC):

- 1 kW/m² insolación perpendicular a los paneles,
- 25 °C de temperatura en las células,
- Masa de aire (MA) igual a 1,5.

La masa de aire afecta la producción de energía fotovoltaica ya que es un indicador de la tendencia de la densidad espectral de energía de radiación solar.

5.6.5. PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

Desde el punto de vista energético, el principio de diseño adoptado normalmente para un generador FV es el de captar la máxima radiación solar disponible.

La energía eléctrica que puede producir una instalación FV anualmente depende principalmente de:

- Disponibilidad de radiación solar,
- Orientación e inclinación de los módulos,
- Eficiencia de la instalación FV.

5.6.6. TENSIONES E INTENSIDADES EN UNA PLANTA FV

Los módulos fotovoltaicos generan una intensidad de 4 a 10 A a una tensión de 30 a 40 V.

Para obtener la potencia pico deseada, los paneles se conectan eléctricamente en serie para formar las cadenas, que se conectan en paralelo. La tendencia actual es desarrollar cadenas formadas por el máximo número de paneles posible, dada la complejidad y el coste del cableado, en particular de los cuadros de distribución para realizar la conexión en paralelo entre las cadenas.

El número máximo que pueden conectarse en serie (proporcionando la máxima tensión alcanzable) para formar una cadena se determina a partir del intervalo de operación del inversor y de la disponibilidad de los dispositivos de desconexión y protección adecuados para la tensión alcanzada.

En concreto, la tensión del inversor está ligada por motivos de eficiencia a su potencia: al usar un inversor con una potencia de 10 kW, el rango de tensión más habitual es de 250 a 750 V; en cambio, si la potencia del inversor es superior a 10 kW, el rango de tensión suele ser de 500 a 900 V. [72]

5.6.7. VARIACIÓN EN LA ENERGÍA PRODUCIDA

Los factores principales que afectan a la energía eléctrica producida por una instalación FV son:

- Irradiancia,
- Temperatura de los módulos,
- Sombreado.

5.6.7.1. IRRADIANCIA

En la siguiente imagen se muestra el cambio de la curva característica V-I de las células FV en función de la irradiancia incidente.

Cuando la irradiancia desciende, la corriente fotovoltaica generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima.

En realidad, la eficiencia de conversión no se ve afectada por la variación de la irradiancia dentro del intervalo de operación estándar de las células, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma en un día claro y en otro nublado.

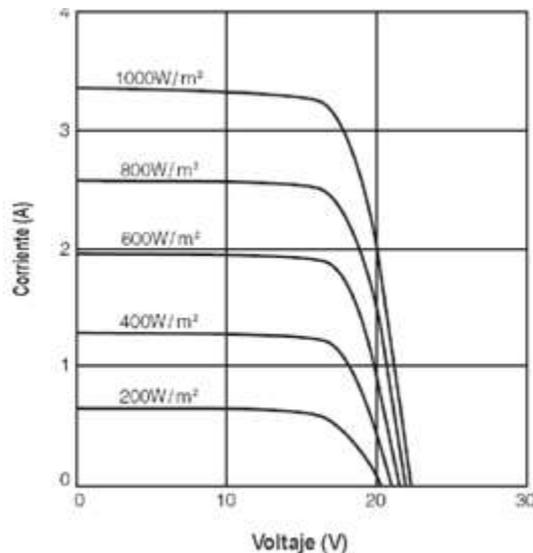


Figura 5.6.7.1.1. Variación según irradiancia de curva V-I

Así pues, la reducción de la energía generada por un cielo nublado se debe no a una caída de la eficiencia sino a una generación reducida de la corriente a causa de la menor irradiancia solar.

5.6.7.2. TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS

Contrariamente a lo que ocurre en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta la intensidad producida permanece prácticamente inalterada mientras que la tensión disminuye y con ello se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de electricidad producida.

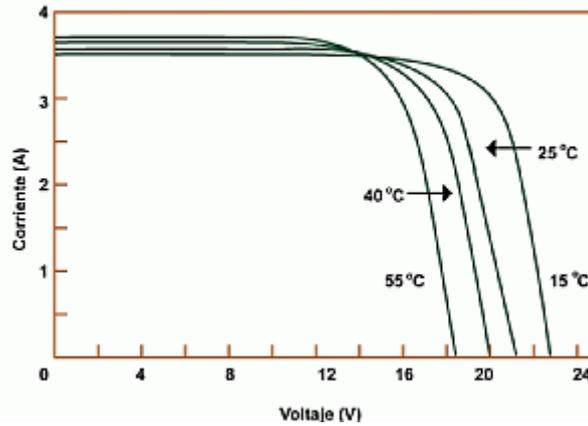


Figura 5.6.7.2.1. Variación según temperatura de curva V-I

La variación de la tensión sin carga V_{oc} de un módulo FV respecto a las condiciones estándar $V_{oc,STC}$ en función de la temperatura de funcionamiento de las células T_{cel} viene expresada mediante la siguiente fórmula, (Norma CEI 82,25, II ed):

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad (5.6.7.2.1)$$

Dónde:

β es el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura y depende de la tipología del módulo FV (generalmente $-2,2$ mV/°C/célula en los módulos de silicio cristalino y alrededor de $-1,5$ a $-1,8$ mV/°C/célula para los módulos de capa fina),

N_s es el número de células en serie en el módulo.

Por lo tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento conviene tener bajo control la temperatura de funcionamiento manteniendo los paneles bien ventilados para limitar las variaciones de temperatura de los mismos. En este sentido es posible reducir las pérdidas de energía por efecto de la temperatura (en comparación con los 25°C en condiciones estándar) a un valor en torno al 7%.

5.6.7.3. SOMBREADO

Considerando el área ocupada por los módulos de una planta FV, es posible que sobre parte de ellos se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles instalados cerca.

A la sombra, una célula FV constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado y daños al módulo.

Para evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra. De esta forma se garantiza el funcionamiento del módulo aunque se reduzca su eficiencia. En teoría sería necesario insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual, pero esto tendría un claro impacto negativo en la relación costo/beneficio. Por ello, normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo. [72]

5.7. MÉTODOS DE INSTALACIÓN Y CONFIGURACIONES

5.7.1. INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

En los últimos años la integración arquitectónica de los paneles en la estructura del edificio ha hecho grandes avances gracias a la fabricación de los paneles, que pueden sustituir completamente algunos componentes gracias a sus dimensiones y características.

Se pueden definir tres tipologías de integración arquitectónica de instalaciones FV:

- 1) Plantas no integradas,
- 2) Plantas parcialmente integradas,
- 3) Plantas integradas.

Las plantas no integradas son aquellas con módulos montados sobre el terreno, es decir, con los módulos posicionados en el mobiliario urbano, en superficies exteriores del cerramiento de los edificios, o en edificios y estructuras con cualquier función y finalidad no recogida en las tipologías 2 y 3.

Las plantas parcialmente integradas son las instalaciones en las que los módulos se colocan sobre elementos del mobiliario urbano, sobre superficies exteriores de cerramientos de edificios, o sobre edificios y estructuras con cualquier función y finalidad sin sustituir los materiales de fabricación de tales estructuras.

Las plantas con integración arquitectónica son aquellas en las que los módulos se colocan sustituyendo total o parcialmente la función de los elementos constructivos (soporte, aislamiento acústico y térmico, iluminación, sombreado). [72]

5.8. CÁLCULOS PARA EL C.I.C.

5.8.1. DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

En los lugares que disponen de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.

Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad. El momento en que más energía generan los paneles, cuando hay luz solar, es cuando más electricidad se demanda. Al instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red, se dispone de una minicentral eléctrica que inyecta kWh verdes a la red para que se consuman allí donde sean demandados, lo que elimina las pérdidas en transporte de electricidad.

A continuación se observa a modo de ejemplo la demanda energética existente en la provincia de Buenos Aires tomando como muestra un día de invierno y otro de verano: [73]

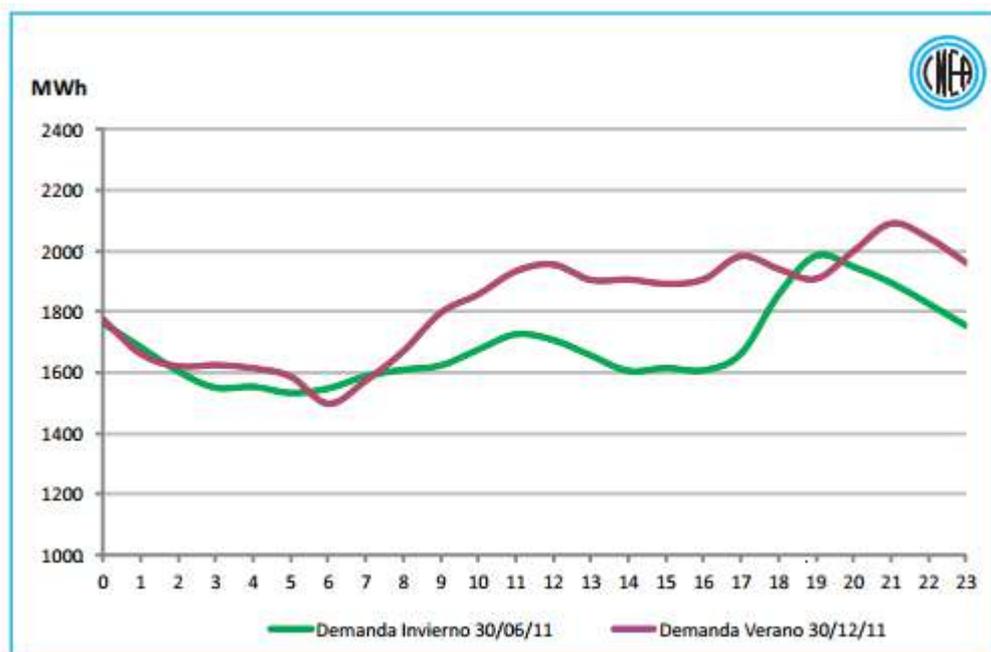


Figura 5.8.1: Demanda eléctrica para Buenos Aires en verano e invierno. Fuente: CNEA

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.

- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador especializado.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio.

Para dimensionar la instalación es necesario conocer la inversión inicial, el espacio disponible y la rentabilidad que se quiere obtener ya que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos.

El usuario sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh producidos a un precio superior.

Actualmente en el país aún no existe una legislación que prevea que la energía generada en excedente represente un beneficio económico para quien la genere, es decir, por esa energía entregada no se recibe retribución económica.

5.8.2. CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES A COLOCAR

En el mercado existen varios fabricantes y cada uno de ellos ofrece varios paneles con distintas potencias.

Un panel se caracteriza por unas determinadas propiedades eléctricas medidas en condiciones estándar:

- $P_{m\acute{a}x}$: potencia pico del panel [W_p]
- $V_{m\acute{a}x}$: tensión en el punto de máxima potencia [V]
- $I_{m\acute{a}x}$: intensidad en el punto de máxima potencia [A]
- I_{sc} : intensidad de cortocircuito [A]
- V_{oc} : tensión de circuito abierto [V]

Previo a realizar los cálculos se deben conocer las características del panel a instalar. El panel comercial seleccionado es de la Empresa YINGLI SOLAR, modelo YL260P-29b.

Algunos de los datos más relevantes se presentan a continuación:

| YGE - Condición STC | |
|----------------------------|------|
| P_{max} [W] | 260 |
| Eficiencia [%] | 15.9 |
| V_{mpp} [V] | 30.3 |
| I_{mpp} [A] | 8.59 |
| V_{oc} [V] | 37.7 |
| I_{cc} [A] | 9.09 |

Tabla 5.8.2.1. Datos del panel solar en condiciones estándar

| YGE - Condición Op. Nom | |
|----------------------------|-------|
| P_{max} [W] | 189.7 |
| V_{mpp} [V] | 27.6 |
| I_{mpp} [A] | 6.87 |
| V_{oc} [V] | 34.8 |
| I_{cc} [A] | 7.35 |

Tabla 5.8.2.2. Datos del panel solar en condición de funcionamiento

Además del catálogo obtenemos las dimensiones de los mismos:

| Dimensiones | |
|-----------------------------|--------|
| Longitud [m] | 1.65 |
| Ancho [m] | 0.99 |
| Prof [m] | 0.04 |
| Área [m²] | 1.6335 |

Tabla 5.8.2.3. Dimensiones del panel fotovoltaico

En la sección Anexo se encuentra la información disponible del panel solar seleccionado. [Anexo 5.1]

Para poder conocer el número de paneles necesarios a colocar es preciso conocer la demanda de energía media mensual consumida en el edificio, de esta forma se calculará la energía media mensual que debe suministrar la instalación de los paneles fotovoltaicos. Entonces:

$$E_p = E_c + \text{pérdidas} \quad (5.8.2.1)$$

Siendo:

- E_p : Energía a suministrar por los paneles
- E_c : Energía consumida por el edificio

- Pérdidas: Se consideran las pérdidas del inversor y de la línea, se estima en un 2%.

Para evaluar la energía que un panel puede producir diariamente en una determinada localidad resulta útil el concepto del número de horas de sol pico (H.S.P.), siendo, el valor de la energía total incidente sobre una superficie horizontal de 1 m². El significado de "horas de sol pico" es el de horas de sol a una intensidad de 1000 W/m². Se calcula como se indica a continuación:

$$H.P.S. = \frac{\text{Radiación incidente} \left[\frac{Wh}{m^2} \right]}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]} \quad (5.8.2.2)$$

El número de paneles a instalar se obtiene como:

$$Nro \text{ paneles} = \frac{E_p}{0,9 * P * H.S.P.} \quad (5.8.2.3)$$

Dónde:

- P: Potencia nominal del panel

En el factor de corrección 0,9 se incluyen las pérdidas adicionales debidas, por ejemplo, a la posible suciedad de los paneles, pérdidas por reflexión en los momentos de incidencia oblicua, entre otros. [74]

En principio se estima el consumo energético del edificio, para ello se tienen en cuenta los consumos del sistema de iluminación interna; los artefactos electrodomésticos (incluyen los que se encuentran en el sector de la cocina además de las computadoras), sistemas de refrigeración (aires acondicionados y ventiladores), los ascensores, además, se considera el consumo de las bombas que están conectadas en el sistema de agua caliente sanitaria.

Luego con la ecuación 5.8.2.1 se calcula la energía que deberán suministrar los paneles fotovoltaicos.

| Consumo eléctrico | | | | | |
|-------------------|----------|---------------|----------------|-----------|---------------|
| Sistema | Cantidad | E. unit [kWh] | E. Total [kWh] | F.Simult. | Ep [kWh] |
| Iluminación int. | - | - | 31.9 | 1 | 31.94 |
| Electrodomesticos | - | - | 7.992 | 1 | 7.99 |
| Ascensores | 2 | 1.156 | 2.312 | 0.5 | 1.16 |
| Sist ACS | - | - | 5.41 | 1 | 5.41 |
| Refrigeración | - | - | 39.81 | 1 | 39.81 |
| Ec [kWh] | | | | | 86.31 |
| Ep [kWh] | | | | | 103.58 |

Tabla 5.8.2.4: Consumos energéticos del edificio

Este valor, se estima será, el consumo diario del edificio. Se prevé que este valor se mantenga constante a lo largo del año.

A continuación, aplicando la ecuación 5.8.2.2, realizamos el cálculo del HPS para cada mes.

Además, conociendo la energía diaria que deben suministrar los paneles fotovoltaicos, se calcula cual será la demanda mensual, E_p .

Luego, se realiza el cálculo del número de paneles necesarios, para ello se aplica la fórmula 5.8.2.3.

A continuación se presentan los valores obtenidos:

| Mes | E_p [kWh] | HPS [h] | N |
|------------|-------------|---------|-----|
| Enero | 2278.7 | 6.4 | 70 |
| Febrero | 2071.5 | 6.2 | 71 |
| Marzo | 2278.7 | 5.4 | 82 |
| Abril | 2175.1 | 4.4 | 102 |
| Mayo | 2278.7 | 3.4 | 131 |
| Junio | 2175.1 | 2.9 | 154 |
| Julio | 2278.7 | 3.1 | 141 |
| Agosto | 2278.7 | 3.8 | 116 |
| Septiembre | 2175.1 | 5.0 | 89 |
| Octubre | 2278.7 | 5.5 | 80 |
| Noviembre | 2175.1 | 6.1 | 73 |
| Diciembre | 2278.7 | 6.4 | 69 |

Tabla 5.8.2.5: Demanda de energía mensual, horas solar pico y número de paneles para cubrir la demanda energética

Es necesario destacar que este cálculo ha sido realizado teniendo en cuenta el total del consumo energético del edificio.

Considerando que el número necesario de paneles fotovoltaicos estimado para satisfacer el total de demanda es un valor muy elevado lo que implicaría un alto costo en cuanto a materia prima además de requerir grandes dimensiones para su instalación, se procede a continuación a realizar los cálculos para obtener la cantidad de paneles a colocar para cubrir en promedio, a lo largo del año, el 50% de la demanda energética.

El procedimiento que se realiza es modificar la cantidad de paneles que se colocarán hasta encontrar un valor con el cual se logre el objetivo, siendo este cubrir en promedio la mitad de la demanda anual.

Finalmente, el número seleccionado de paneles a colocar se presenta a continuación:

| N | A [m ²] |
|----|---------------------|
| 45 | 73.5 |

Tabla 5.8.2.6: Número de paneles fotovoltaicos y área de captación

En la siguiente tabla se observa, en la primera columna, el consumo del edificio. En la segunda columna, se presenta cual será la generación mensual con la cantidad de paneles que se muestran en la tabla 5.8.2.6. En la tercera columna, se observa el porcentaje de demanda que es cubierta y por último el promedio anual de este último.

| Mes | E _{cons} [kWh] | E _{prod} [kWh] | % cob |
|-----------------|-------------------------|-------------------------|-----------|
| Enero | 2278.7 | 1473.5 | 65 |
| Febrero | 2071.5 | 1313.3 | 63 |
| Marzo | 2278.7 | 1252.5 | 55 |
| Abril | 2175.1 | 963.2 | 44 |
| Mayo | 2278.7 | 781.4 | 34 |
| Junio | 2175.1 | 637.6 | 29 |
| Julio | 2278.7 | 724.8 | 32 |
| Agosto | 2278.7 | 884.6 | 39 |
| Septiembre | 2175.1 | 1101.5 | 51 |
| Octubre | 2278.7 | 1283.6 | 56 |
| Noviembre | 2175.1 | 1341.9 | 62 |
| Diciembre | 2278.7 | 1476.2 | 65 |
| Promedio | | | 50 |

Tabla 5.8.2.7: Energía demandada, energía generada y porcentaje de demanda cubierto

5.8.2.1. FORMA DE CONEXIÓN

De acuerdo con la potencia a instalar el sistema fotovoltaico será monofásico o trifásico. La tabla siguiente muestra las diferentes clases y las formas de conexión previstas. [75]

| Potencia instalada | Forma de conexión |
|---|----------------------------------|
| < 10 kW | Monofásico, bifásico o trifásico |
| 10 a 15 kW | Bifásico o trifásico |
| >15 kW (en red trifásica) | Trifásico |
| <30 kW (en RDR ¹ monofásica con transformador exclusivo) | Monofásico |

Tabla 5.8.3.1.1. Tipo de conexión de acuerdo a la potencia de generación

En nuestro caso, al tratarse de una instalación eléctrica de 11,7 kW se puede optar por una conexión trifásica o bifásica. Finalmente, se decide realizar una conexión trifásica.

5.8.3. DIMENSIONADO DE LOS INVERSORES.

Una decisión importante es la elección correcta de los inversores a colocar.

Para la elección de un inversor que cumpla tanto las normas establecidas y los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que se tendrán a la salida del generador fotovoltaico. Se tendrá en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles como también cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las condiciones estándar de medida.

Se considera que en condiciones normales de funcionamiento, se entrega la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de datos del panel.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico, se obtiene con la siguiente fórmula:

$$V_{mpp\ TOTAL} = N_s \cdot V_{mpp} \quad (5.8.3.1)$$

Dónde:

V_{mpp} : Tensión de punto de máxima potencia

N_s : Número de paneles conectados en serie

La corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia se obtiene como:

$$I_{mpp\ TOTAL} = N_p \cdot I_{mpp} \quad (5.8.3.2)$$

Dónde:

I_{mpp} : Corriente de punto de máxima potencia

N_p : Número de ramas de paneles en paralelo

En nuestro caso, los datos del panel solar fueron presentados en las tablas 5.8.2.1 y 5.8.2.2 para las condiciones estándar y de funcionamiento.

Se decide realizar tres ramas independientes de 15 paneles en serie cada una, cada rama estará conectada a un inversor.

Aplicando las ecuaciones 5.8.3.1 y 5.8.3.2 y reemplazando los valores, obtenemos:

$$V_{mpp\ TOTAL} = 15 \cdot 30,3 = 454,5 [V] \quad (5.8.3.3)$$

$$I_{mpp\ TOTAL} = 1 \cdot 9,09 = 9,09 [A] \quad (5.8.3.4)$$

Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.

Se considera que los paneles estarán expuestos a un rango de temperatura ambiente de entre -10°C como mínimo en invierno y 70°C como máximo en verano, con estas temperaturas la temperatura de célula será distinta del estándar de 25°C . La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la expresión:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I \quad (5.8.3.5)$$

Dónde:

T_p : Temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.

T_a : Temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.

T_{ONC} : Temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de $800 [W/m^2]$, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de $1 [m/s]$. ($T_{ONC} = 47^{\circ}\text{C}$).

I : Irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. (En verano, $I = 1000 [W/m^2]$ y en invierno, $I = 100 [W/m^2]$).

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura diferente a 25°C , se aplica el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (V_{OC}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{OC(x^{\circ}\text{C})} = V_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC(T)} \quad (5.8.3.6)$$

Dónde:

$V_{OC(x^{\circ}\text{C})}$: Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula x .

$V_{OC(25^{\circ}\text{C})}$: Tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar.

$$V_{OC(25^{\circ}\text{C})} = 37,7 [V] \quad (5.8.3.7)$$

ΔT : Variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar.

$\Delta V_{OC(T)}$: Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel.

$$\Delta V_{OC(T)} = -0,32 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] = -120,64 \left[\frac{mV}{^{\circ}C} \right] \quad (5.8.3.8)$$

De igual forma, se aplica el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito, según la siguiente ecuación:

$$I_{sc(x^{\circ}C)} = I_{sc(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta I_{sc(T)} \quad (5.8.3.9)$$

Dónde:

$I_{sc(x^{\circ}C)}$: Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula x.

$I_{sc(25^{\circ}C)}$: Corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar.

$$I_{sc(25^{\circ}C)} = 9,09 [A] \quad (5.8.3.10)$$

$\Delta I_{sc(T)}$: Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel.

$$\Delta I_{sc(T)} = 0,05 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] = 4,545 \left[\frac{mA}{^{\circ}C} \right] \quad (5.8.3.11)$$

En principio se aplica la ecuación 5.8.3.5 para una temperatura ambiente de $-10^{\circ}C$:

$$T_p = -10 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) \cdot 100 = -6,625 [^{\circ}C] \quad (5.8.3.12)$$

Esta será la temperatura de las células cuando haya $-10^{\circ}C$ de temperatura ambiente.

Además, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel se calcula aplicando las ecuaciones 5.8.3.6 y 5.8.3.9:

$$V_{OC(-6,625^{\circ}C)} = 37,7 + (-6.625 - 25) \cdot (-0,12064) = 41,51 [V] \quad (5.8.3.13)$$

$$I_{sc(-6,625^{\circ}C)} = 9,09 + (-6.625 - 25) \cdot 0,004545 = 8,95 [A] \quad (5.8.3.14)$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por la tensión calculada en la ecuación 5.8.3.13, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno. Además por tener una sola rama en paralelo la corriente será igual a la calculada en la ecuación 5.8.3.14.

$$V_{OC(-6,625^{\circ}C)TOTAL} = 41,51 * 15 = 622,73 [V] \quad (5.8.3.15)$$

$$I_{sc(-6,625^{\circ}C)TOTAL} = 8,95 [A] \quad (5.8.3.16)$$

Ahora, se repiten los pasos anteriores pero utilizando una temperatura de 70°C para obtener los valores de tensión y corriente en verano, entonces, en principio se aplica la ecuación 5.8.3.5:

$$T_P = 70 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) \cdot 1000 = 103,75 [^{\circ}C] \quad (5.8.3.17)$$

Para esta temperatura, aplicamos las ecuaciones 5.8.3.6 y 5.8.3.9 para obtener la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel:

$$V_{OC(103,75^{\circ}C)} = 37,7 + (103,75 - 25) \cdot (-0,12064) = 27,8 [V] \quad (5.8.3.18)$$

$$I_{sc(103,75^{\circ}C)} = 9,09 + (103,75 - 25) \cdot 0,004545 = 9,45 [A] \quad (5.8.3.19)$$

Multiplicando a la tensión por el número de paneles en serie obtenemos la tensión de circuito abierto del generador en verano, la corriente será la misma que la de un panel debido a que hay una sola rama en serie.

$$V_{OC(103,75^{\circ}C)TOTAL} = 27,8 * 15 = 416,6 [V] \quad (5.8.3.20)$$

$$I_{sc(103,75^{\circ}C)TOTAL} = 9,45 [A] \quad (5.8.3.21)$$

Por último, deberán tenerse en cuenta los valores de tensión de máxima potencia que alcanzará la instalación ya que estos varían según varíe la temperatura ambiente.

Del catálogo del fabricante obtenemos:

$$\Delta V_{mpp(T)} = -0,42 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] = -127,26 \left[\frac{mV}{^{\circ}C} \right] \quad (5.8.3.22)$$

Las tensiones que cada uno de los módulos solares alcanzarán en el punto de máxima potencia, se obtienen aplicando la siguiente ecuación:

$$V_{mpp(x^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{mpp(T)} \quad (5.8.3.23)$$

Siendo:

$$V_{mpp(25^{\circ}C)} = 30,3 [V] \quad (5.8.3.24)$$

Entonces, reemplazando:

$$V_{mpp(103,75^{\circ}C)} = 30,3 + (103,75 - 25) \cdot (-0,12726) = 20,28 [V] \quad (5.8.3.25)$$

$$V_{mpp(-6,625^{\circ}C)} = 30,3 + (-6,625 - 25) \cdot (-0,12726) = 34,32 [V] \quad (5.8.3.26)$$

Por lo tanto, el rango de tensiones del punto de máxima potencia que deberá soportar el inversor, se calcula a continuación:

$$V_{mpp(103,75^{\circ}C)TOTAL} = 20,28 * 15 = 304,17 [V] \quad (5.8.3.27)$$

$$V_{mpp(-6,625^{\circ}C)TOTAL} = 34,32 * 15 = 514,87 [V] \quad (5.8.3.28)$$

A continuación se presenta una tabla con un resumen de los valores calculados:

| Estación | T célula [°C] | V _{mpp} [V] | V _{oc} [V] | I _{sc} [A] |
|------------------|---------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| Invierno (-10°C) | -6,625 | 514,9 | 622,7 | 9 |
| Estándar | 25 °C | 454,5 | 565,5 | 9,09 |
| Verano (70°C) | 103,75 | 304,2 | 416,6 | 9,5 |

Tabla 5.8.3.1: Variación de tensión y corriente con temperatura

Basados en estos datos máximos y mínimos es que se escoge el inversor a utilizar.

En este caso, para el dimensionado de los inversores a colocar se recurre al Software MaxDesign, en el mismo se introducen los datos con respecto a la localización de los paneles además de la marca y modelo de los paneles a colocar, luego el mismo nos recomienda un par de instalaciones de las que se decide cual se empleará.

A continuación presentamos una captura del programa en donde se introduce la marca y modelo de los paneles a colocar además de la cantidad de los mismos:

| Selección de módulos FV | | | |
|-----------------------------------|--|--------------------------------|----------------|
| Fabricante | Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. ▼ | Designación | YL 260 P-29b ▼ |
| Potencia nominal | 260.00 Wp | Tensión máxima del sistema | 1'000 V |
| Tensión Mpp en STC | 30.30 V | Corriente Mpp en STC | 8.59 A |
| Corriente de cortocircuito en STC | 9.09 A | Tecnología | Policristalino |
| Anchura | 990 mm | Longitud | 1'650 mm |
| Espesor | 40 mm | Peso | 18.50 kg |
| Número de módulos | <input type="text" value="45"/> | Potencia nominal del generador | 11.70 kWp |

Figura 5.8.3.1. Captura del Software MaxDesign

De donde obtenemos la potencia nominal de la generación para el número de paneles indicado, siendo de:

$$Potencia\ nominal\ del\ generador = 11,7 [kW_p] \quad (5.8.3.29)$$

En el próximo paso se introducen los valores de inclinación y orientación óptimos y se realiza el cálculo automático.

Luego el programa ofrece las posibles soluciones en cuanto a modelo de inversor y la forma de conexión.

El inversor recomendado por el software es de la marca Solar Max, modelo de la Serie MT.

En nuestro caso se decide seleccionar el modelo SolarMax 15MT, entonces, se colocarán 3 inversores, los cuales irán distribuidos en 3 ramas de 15 paneles cada una.

A continuación se presentan los datos respecto al inversor seleccionado:

EDIFICIO SUSTENTABLE MEDIANTE USO DE ENERGÍA SOLAR

| | SolarMax 13MT2 | SolarMax 15MT2 | SolarMax 13MT3 | SolarMax 15MT3 |
|---|--|-------------------|-------------------|-------------------|
| Valores de entrada | | | | |
| Rango de tensión MPP ¹⁾ | 370...750 V | 430...750 V | 280...750 V | 320...750 V |
| Tensión CC mínima | 250 V | 250 V | 250 V | 250 V |
| Tensión CC máxima | 900 V | 900 V | 900 V | 900 V |
| Corriente CC máxima | 2 x 18 A | 2 x 18 A | 3 x 16 A | 3 x 16 A |
| Número de trackers MPP | 2 | 2 | 3 | 3 |
| Potencia máx. del generador FV por cada tracker MPP | 9'000 W | 9'000 W | 9'000 W | 9'000 W |
| Número de conexiones de strings | 2 x 2 | 2 x 2 | 3 x 2 | 3 x 2 |
| Tipo de conector | MC 4 | MC 4 | MC 4 | MC 4 |
| Valores de salida | | | | |
| Potencia nominal con cos(φ) = 1 | 13'000 W | 15'000 W | 13'000 W | 15'000 W |
| Potencia aparente máx. | 13'000 VA | 15'000 VA | 13'000 VA | 15'000 VA |
| Tensión nominal de red | 3 x 400 V | 3 x 400 V | 3 x 400 V | 3 x 400 V |
| Corriente CA máxima | 3 x 20 A | 3 x 22 A | 3 x 20 A | 3 x 22 A |
| Rango / Frecuencia nominal de red | 50 Hz / 45 Hz...55 Hz | | | |
| Factor de potencia cos(φ) | Ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado | | | |
| Factor de armónicos a potencia nominal | < 3 % | | | |
| Tipo de conexión | Conector (ajustable) | | | |
| Conexión del red | Trifásica (L1 / L2 / L3 / N / PE) | | | |
| Consumo de potencia nocturno | 0 W | | | |
| Rendimiento | | | | |
| Rendimiento máx. | 98.0 % | | | |
| Rendimiento europ. | 97.5 % | | | |
| Condiciones ambiente | | | | |
| Tipo de protección | IP65 | | | |
| Rango de temp. ambiente (para potencia nom.) | -20 °C...+60 °C (+50 °C) | | | |
| Humedad relativa del aire | 0...100% (condensación) | | | |
| Altura máx. sobre el nivel del mar | 2000m (sin reducción) | | | |
| Emisión de ruido | 51 dB(A) Ventilator apagado / 58 dB(A) Ventilator encendido (↔ 1.5 m) | | | |
| Equipamiento | | | | |
| Display | Pantalla LCD gráfica con iluminación de fondo y LED de estado | | | |
| Topología | Dos etapas, sin transformador | | | |
| Registrador de datos | Registrador de datos del rendimiento energético, las potencias máximas y el tiempo de servicio que abarca los últimos: 31 días, 12 meses y 10 años | | | |
| Control de corriente de falta | Interno, sensible a todo tipo de corriente | | | |
| Carcasa | Aluminio | | | |
| Descargador de sobretensión CC | Clase de requisitos C (VDE 0675-6) o tipo 2 (EN 61643-11) | | | |
| Descargador de sobretensión CA | Clase de requisitos D (VDE 0675-6) o bien tipo 3 (EN 61643-11) | | | |
| Normas & directivas | | | | |
| CEM | EN 61000-3-2 / EN 61000-3-3 / EN 61000-3-11 / EN 61000-3-12 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3 | | | |
| Conexión de red ²⁾ | VDE-AR-N 4105 / VDE 0126-1-1 A1:2012 / BDEW Directiva MS / CEI 0-21 / RD 661 / RD 1699 / G59/2 / G83/2 / PPC Guide / C10/11 / EN 50438 / AS 4777 | | | |
| Seguridad de aparatos | EN 50178 / IEC 62109-1/-2 / AS 3100 | | | |
| Interfaces | | | | |
| Comunicación de datos | RS485 / Ethernet | | | |
| Contacto de señal de estado | Conector M12 con relé de estado abierto o cerrado | | | |
| Conexión de monitorización externa de red | Conector M12 | | | |
| Peso & dimensiones | | | | |
| Peso | 39 kg | 39 kg | 42 kg | 42 kg |
| Dimensiones en mm (A x A x F) | 550 x 750 x 200 | | | |
| Garantía | | | | |
| Garantía estándar | 5 años | | | |
| Prolongaciones de garantía | A 10, 15, 20 o 25 años | | | |

Tabla 5.8.3.2. Datos del inversor seleccionado

La mayor información respecto a este instrumento se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 5.2]

A continuación se presenta el resumen del dimensionado que presenta el Software:

| Selección de módulo | | | |
|----------------------------|---------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| Fabricante | Yingli Green EnergyHol... | Coef. temp. tensión Uoc | -120.640 mV/K |
| Designación | YL 260 P-29b | Corriente Mpp en STC | 8.59 A |
| Potencia nominal | 260.00 Wp | Corriente de cortocircuito en STC | 9.09 A |
| Tecnología | Policristalino | Coef. temp. corriente Imp | 4.295 mA/K |
| Tensión Mpp en STC | 30.30 V | Dimensiones | 990x40x1650 mm |
| Uoc | 37.70 V | Peso | 18.50 kg |
| Tensión máxima del sistema | 1000 V | Página web | http://www.yinglisolar... |

| Selección de inverter Cableado 3 / 3 | | | |
|--------------------------------------|------------------------|----------------------------|-------------|
| Fabricante | Sputnik Engineering AG | Tensión MPP mín. | 320.00 V |
| Designación | SM 15MT | Tensión MPP máx. | 750.00 V |
| Tensión CC máx. | 900.00 V | Potencia CA máx. | 15.00 kW |
| Corriente CC máx. | 48.00 A | Potencia activa | 15.00 kW |
| Dimensiones | 550 x 750 x 200 mm | Potencia aparente | 15.00 kVA |
| Peso | 42.00 kg | Factor de potencia (cos φ) | 0.80 - 1.00 |
| Eficacia máx. | 98.00 % | Eficacia eur. | 97.50 % |
| Página web | www.solarmax.com | | |

| Diseño eléctrico | | | |
|------------------------|----------|----------------------|----------------------|
| Número de módulos | 15 | Superficie necesaria | 24.50 m ² |
| Módulos en fila | 15 | Tensión MPP | 454.50 V |
| Ramales por inverter | 1 | Dinámica | 97.50 % |
| Potencia del generador | 3.90 kWp | | |

| Rango de temperatura | | | |
|----------------------|------|------------------|-----|
| Temperatura mín. | -10° | Temperatura máx. | 70° |

| Comprobación del diseño eléctrico ✔ Diseño correcto | | | |
|--|--------------------|--------------------------|-----------|
| Parámetro | Valor límite | Valor real | Resultado |
| Tensión MPP mín. | 320 V | 373.07 V | Correcta |
| Tensión MPP máx. | 900 V | 517.84 V | Correcta |
| Tensión sin carga | 900 V | 628.84 V | Correcta |
| Corriente CC máx. | 18 A / 18 A / 18 A | 8.78 A / 8.78 A / 8.78 A | Correcta |

| Comprobación del sistema | | | |
|--------------------------|--------------|------------|-----------|
| Parámetro | Valor límite | Valor real | Resultado |
| Tensión DC mín. | 250 V | 373.07 V | Correcta |
| Tensión máx. del sistema | 1000 V | 628.84 V | Correcta |

| Dimensionado energético | | | |
|-------------------------|------|--|--|
| Factor de dimensionado | 0.78 | recomendado para Potencia de inverter excesiva | |

Figura 5.8.3.2. Captura del Software MaxDesign, diseño instalación

Como se puede observar, los valores que se calcularon anteriormente se asemejan a los que calcula el software.

Se observa que los parámetros de la instalación están dentro de los límites establecidos para el inverter.

5.8.4. ANCLAJE DE LOS PANELES

Para el anclaje de los paneles a la terraza del edificio se decide colocar una estructura de la empresa ENERSOL Nuevas Energías, el modelo es estructura inclinada.

La estructura Inclinada de Enersol, es la solución óptima para obtener la mayor producción en kWh, pues confiere al panel el ángulo de inclinación idóneo sobre la horizontal, ángulo que depende de la latitud del lugar.

Para poder dotar a la instalación de la inclinación adecuada, no se precisa un tipo de cubierta determinado, pues la estructura es adaptable a cualquier condición de cubierta, independientemente de la orientación de esta, así se puede disponer directamente sobre los faldones si la orientación lo permite o sobre la subestructura suplementaria que se utiliza en condiciones de orientación desfavorables.



Figura 5.8.4.1. Instalación realizada con estructura inclinada de Enersol.

El material empleado es de la más alta calidad exigiendo a cada elemento unas prestaciones dependiendo de su función, así el anclaje, las grampas y la tornillería se fabrican en acero inoxidable, los rieles en aluminio extruido y la perfilería del cajón en acero galvanizado en caliente.

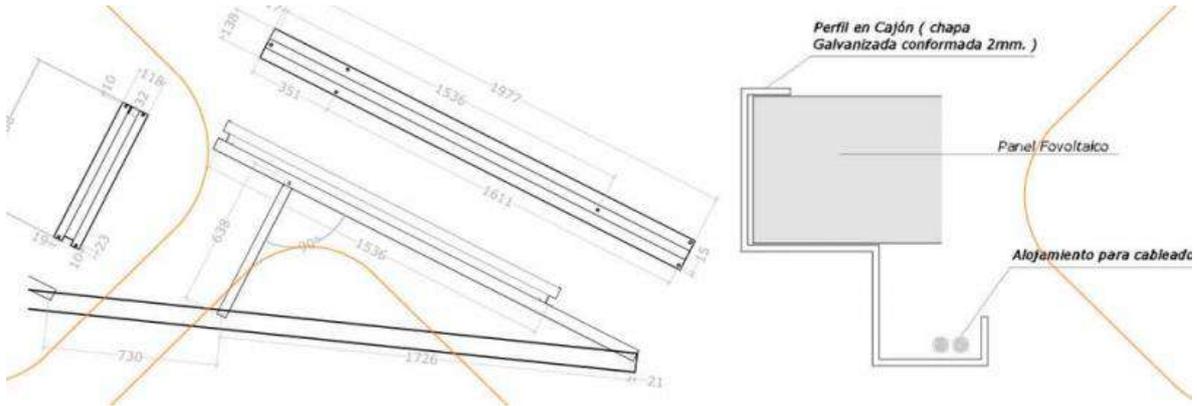


Figura 5.8.4.2. Esquema de la estructura de anclaje de los paneles

El perfil se suministra a 3 metros y dispone de perforaciones para fijarse al triángulo, además cuenta con orificios en su parte trasera para poder atornillar los paneles y hacerlos solidarios a la estructura. Debido al ancho de los paneles se colocarán 15 estructuras de anclaje en total, es decir se colocarán como máximo 3 por estructura.

Mayor información y dimensiones respecto a este producto se encuentran en la sección Anexo. [Anexo 5.3]

5.8.4.1. CÁLCULO DE LA DISTANCIA ENTRE FILAS DE PANELES

Existen muchas instalaciones en las que es frecuente colocar varios captadores en distintas líneas. Como todas ellas están orientadas al norte, es necesario conocer la distancia de separación mínima entre una línea y otra para evitar que se produzcan sombras.

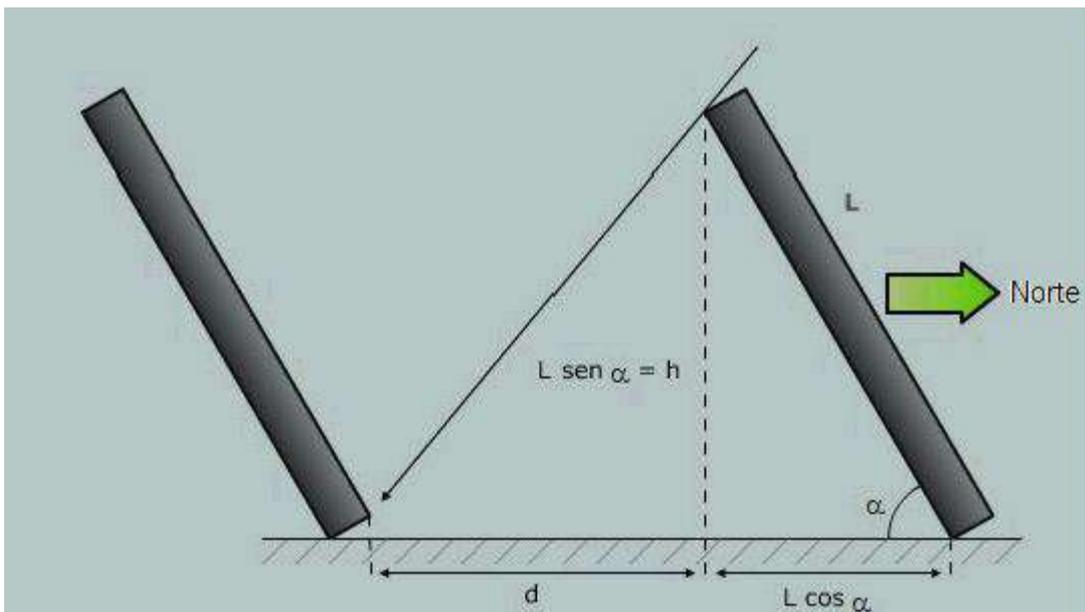


Figura 5.8.4.1.1. Esquema de cálculo de la distancia mínima entre filas de colectores

Para poder calcular la separación entre filas de captadores aplicamos las ecuaciones 4.11.4.1 y 4.11.4.4, en principio debemos conocer las dimensiones del panel:

| Dimensiones | |
|------------------------|--------|
| Longitud [m] | 1.65 |
| Ancho [m] | 0.99 |
| Prof [m] | 0.04 |
| Área [m ²] | 1.6335 |

Tabla 5.8.4.1.2. Dimensiones de un panel solar

$$d_1 = \frac{L \cdot \operatorname{sen} \beta}{\operatorname{tg}(90^\circ - \text{latitud} - 23,27^\circ)} = \frac{1,65 * \operatorname{sen} 30^\circ}{\operatorname{tg}(28,73)} = 1,50 \text{ [m]} \quad (5.8.4.1.1)$$

Por lo tanto entre cada rama de paneles se deberá tener como mínimo una distancia de 1,5 m.

5.8.4.2. UBICACIÓN DE LOS PANELES

Físicamente la instalación de los paneles se va a realizar en la terraza del edificio. A continuación se observan imágenes del edificio:

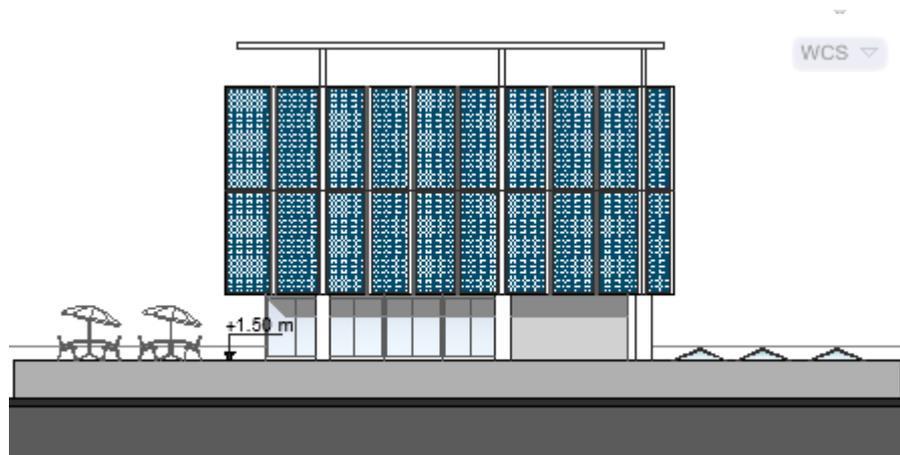


Figura 5.8.4.2.1: Vista lateral del edificio del C.I.C.

De lateral se observa que se tiene:

$$\text{Ancho: } 16,3 \text{ [m]} \quad (5.8.4.2.1)$$

Además:

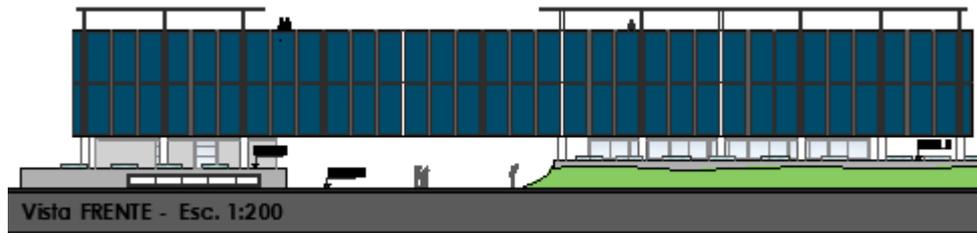


Figura 5.8.4.2.2: Vista de frente del edificio del C.I.C.

Desde este ángulo se observan dos terrazas, en donde se tiene:

$$Largo_{Terraza\ Izquierda} = 14,1 [m] \quad (5.8.4.2.2)$$

$$Largo_{Terraza\ Derecha} = 32 [m] \quad (5.8.4.2.3)$$

Por lo tanto se decide colocar los paneles sobre la terraza de la derecha, se deberá evaluar el material de la terraza ya que se debe tener en cuenta que esta estructura debe soportar el peso de los paneles y de las estructuras que los sostienen.

5.8.4.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

No se considera que existan obstáculos que puedan generar sombras sobre los paneles con la consecuente disminución del rendimiento de la instalación.

5.8.4.4. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Considerando que la inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos es la misma que se seleccionó para los colectores solares calculado en el apartado anterior, se recurre a la figura 4.11.2.2, teniendo por conclusión que las pérdidas se encuentran por debajo del 10% siendo este valor establecido como límite.

5.8.4.5. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES - PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos generalmente se localizan en las partes externas de edificios y construcciones, pudiendo ser sometidos a una descarga atmosférica directa. La instalación de paneles fotovoltaicos en techos no aumenta el riesgo de una descarga eléctrica directa, sin embargo, el uso del sistema de protección contra descargas atmosféricas -SPDA- sigue siendo necesario y es la única forma práctica de protección contra los efectos de una descarga eléctrica proveniente de un rayo.

Los efectos indirectos de descargas atmosféricas pueden ser atenuados por la utilización adecuada de los dispositivos de protección contra sobretensiones. Estos efectos indirectos ocurren cuando una descarga atmosférica pasa en las proximidades de una estructura en la que la inducción electromagnética genera una sobretensión en los conductores, siendo un gran peligro para las personas y los equipamientos.

Las sobretensiones en sistemas fotovoltaicos no son originadas solo por agentes atmosféricos, por lo que es necesario considerar sobretensiones debido a cambios en la red eléctrica ocasionadas por equipos eléctricos y electrónicos conectados a ella.

Las sobretensiones pueden ser perjudiciales tanto para los inversores como para los paneles fotovoltaicos. Los dispositivos de protección contra sobretensiones -SPD- son necesarios en los lados CC y CA del sistema fotovoltaico, garantizando la perfecta protección de los módulos e inversores. [75]

5.8.4.6. SELECCIÓN DE APARATAJE PARA EL C.I.C.

5.8.4.6.1. CABLEADO

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

Como se mencionó anteriormente, el generador fotovoltaico estará formado por 3 ramales compuestos de 15 módulos en serie cada uno, conectados en paralelo. Se establecerán tres tramos diferenciados en la instalación; uno de ellos para corriente continua y dos tramos de corriente alterna.

Para el tramo de corriente continua se utilizarán conductores de cobre diseñados especialmente para instalaciones fotovoltaicas de la empresa Prysmian, modelo P-

Sun 2.0. Con una tensión nominal de 0,6/1 kV.

La información de este producto se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.4)

El tipo de instalación será de conductores aislados en canaletas de montaje superficial.

Como canaleta, se selecciona el modelo 66U23X aislante con tapa de PVC de la empresa UNEX.

Se destacan entre sus condiciones:

- Protección contra contactos directos e indirectos.
- Sin necesidad de puesta a tierra.
- Evita corrientes de fuga, cortocircuitos con las bandejas y arcos eléctricos.
- El corte de la bandeja no produce aristas que dañen el aislamiento de los conductores.

A continuación se muestra una imagen de este tipo de canaletas.



Figura 5.8.4.6.1.1: Canaletas UNEX 66U23X

El catálogo de este producto se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.5)

Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará la ecuación:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{u \cdot C} \quad (5.8.4.6.1.1)$$

Dónde:

- s sección teórica del conductor [mm²].
- L longitud del conductor [m].
- I_{cc} corriente máxima que va a circular por los conductores, es la corriente

de cortocircuito de los paneles [A].

- u caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores.
- C conductividad del elemento que forma el conductor, como se utilizará cobre, su conductividad es $56\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2$.

Para el valor de la caída de tensión, tendremos en cuenta el valor que nos proporciona el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (España), en donde la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%.

Los otros dos tramos de la instalación son aquellos que se encuentran aguas debajo de los inversores, es decir, de corriente alterna.

La instalación de los mismos se realizará con conductores tripolares de cobre de la empresa Prysmian, modelo AFUMEX 1000 V (AS), de 0,6/1kV.

El catálogo de selección de este producto se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.6)

La distribución de los mismos se realiza en bandeja perforada.

En este caso, la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores se obtiene por la siguiente expresión:

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} \quad (5.8.4.6.1.2)$$

Dónde:

- S sección teórica del conductor en $[\text{mm}^2]$.
- L longitud del conductor [m].
- P potencia máxima que transporta el cable [W].
- u caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores.
- C conductividad del elemento que forma el conductor, $56\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2$ para el cobre.
- U_L tensión de línea de la red [V].

Para el valor de la caída de tensión se toma un máximo del 3% (AEA).

Tramos de cableado.

A continuación se realiza el dimensionamiento de cada uno de los tramos de cableado del sistema.

a) MÓDULOS SOLARES – INVERSOR

Compuesto por tres ramales, comprende desde la salida de generación hasta la entrada al inversor. La generación de cada ramal está dada por 15 paneles conectados en serie.

En este tramo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada rama. Se trata de dos conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

La corriente nominal de los cables, extraída de tablas, está dada para una temperatura ambiente de 40°C. A continuación se presenta la tabla con los factores de corrección para una temperatura diferente a ésta:

TABLA B.4 - FACTOR DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURA AMBIENTE DISTINTA DE 40 °C

| Temperatura ambiente (θ_a) (en °C) | | | | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|----|------|------|------|------|
| 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 |
| 1,27 | 1,22 | 1,18 | 1,14 | 1,10 | 1,05 | 1 | 0,95 | 0,90 | 0,84 | 0,77 |



Tabla 5.8.4.6.1.1. : Factor de corrección por temperatura ambiente

La temperatura ambiente máxima está por debajo de los 40°C, de todas formas tomamos esta temperatura a modo conservador. Por lo tanto, el factor de corrección es igual a 1. De todas formas, si la temperatura es menor implica que el cable puede transportar una corriente un poco mayor que la nominal del mismo.

Además, del catálogo de cables de Prysmian obtenemos una condición extraída del REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión) de España. En el mismo, en el punto 5, indica con respecto a los cables de conexión que deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. [76]

Es por ello que al valor de corriente que circulará por la instalación se verá incrementado en un 25 % más.

En el catálogo también se recomienda que para cables expuestos directamente al sol, el coeficiente de corrección que deberá aplicarse es 0,90. Si bien en este caso la exposición no es directa, debido a que se encuentran en canaletas perforadas, de todas formas se aplicará este valor para mantener una postura conservadora.

Se considera que se encuentra un circuito por bandeja perforada, por ende, de la siguiente tabla se obtiene el factor de agrupamiento igual a 1.

| Punto | Disposición | Número de circuitos o cables multiconductores | | | | | | | | | |
|-------|---|---|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 | 12 | 16 | 20 | |
| 1 | Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto) o grapados sobre una superficie al aire | 1,0 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,55 | 0,50 | 0,45 | 0,40 | 0,40 | |
| 2 | Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | |
| 3 | Capa única en el techo | 0,95 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,60 | 0,60 | 0,60 | |
| 4 | Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales | 1,0 | 0,90 | 0,80 | 0,75 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | |
| 5 | Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc. | 1,0 | 0,85 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | |



Tabla 5.8.4.6.1.2: Factor de corrección por agrupamiento de circuitos

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

Longitud del conductor, L, la distancia al módulo más alejado hasta el inversor, siendo L=50 [m].

Para el valor de I_{cc} se toma la corriente que suministra cada ramal, siendo igual a la corriente de cortocircuito de los paneles que lo componen, teniendo $I_{cc}= 8,78$ [A].

A este valor de corriente le aplicamos el aumento del 25% mencionado anteriormente, por lo tanto, $I_{cc}= 8,78*1,25= 11$ [A]

En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{MPP} =30,3$ [V], por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 15 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 454,5 [V]. Entonces, $u= 454,5*0,015=6,82$ [V]

Finalmente, para este tramo, reemplazando estos valores en la ecuación 5.8.4.6.1.1, obtenemos:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 11}{6,82 \cdot 56} = 2,88 \text{ [mm}^2\text{]} \quad (5.8.4.6.1.3)$$

El valor calculado representa la sección mínima del conductor a utilizar, por lo tanto, se toma el valor comercial siguiente que es de 4 mm².

La corriente admisible para esta sección es de 46 [A], este valor fue dado para un cable instalado al aire, por lo tanto a este valor le aplicamos el factor de corrección por agrupamiento y por estar expuesto al sol:

$$I_{adm} = 46 \cdot 0,9 \cdot 1 = 41,4 \text{ [A]} \quad (5.8.4.6.1.4)$$

Por lo tanto el valor de corriente admisible del cable sigue estando por encima del valor de corriente esperado en el mismo. Por lo tanto se verifica la sección seleccionada.

b) INVERSOR – CONEXIÓN EN PARALELO

En este tramo la corriente es alterna, por lo tanto se realiza el cálculo para cables tripolares.

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

L , se tomará como longitud del cable, la distancia entre el inversor y el punto de conexión con los otros dos tramos, siendo de 10 [m].

P es la potencia máxima que transporta el cable [W]. Será la potencia alterna máxima que puede entregar el inversor a su salida, 15 [kW].

U_L , a la salida del inversor la tensión será constante con valor 400V.

u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna, desde la acometida hasta el punto de utilización, es del 3%, por lo tanto, para este tramo tomamos como máximo una caída de 1,5%. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 400V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de $u = 0,015 \cdot 400V = 6$ [V].

Por lo tanto, reemplazando estos valores en la ecuación 5.8.4.6.1.2, obtenemos:

$$s = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} = \frac{10 \cdot 15000}{56 \cdot 6 \cdot 400} = 1,1 [\text{mm}^2] \quad (5.8.4.6.1.5)$$

Por lo tanto, se toma un valor comercial por encima del calculado, entonces la sección elegida es de 1,5 [mm²].

La corriente que circulará desde cada inversor, vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar, que es de 15kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 400V, teniendo en cuenta que el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad, entonces:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 21,7 [\text{A}] \quad (5.8.4.6.1.6)$$

Ahora bien, el valor de corriente máxima admisible por cables tripolares de sección 1,5 mm², instalado al aire, es de 21 [A].

Este valor de corriente admisible es menor que la que se estima circulará por el cable. De la lectura de la información recomendada por el fabricante del inversor seleccionado, se observa que se recomienda colocar en la salida de alterna un cable de un diámetro mínimo de 4 [mm²], así que será esta la medida comercial que se elige. La corriente admisible para un cable tripolar, es de 42 [A].

A este valor, se le aplica un factor de corrección por agrupamiento y por estar expuesto al sol.

En el caso de agrupamiento de circuitos de la tabla 5.8.4.6.1.2 se obtiene un factor igual a 1. Además por encontrarse al sol se toma un factor de 0,9.

Entonces:

$$I_{adm} = 42 * 0,9 * 1 = 37,8 [A] \quad (5.8.4.6.1.7)$$

Por lo tanto, se verifica que el cable soporte la corriente que va a circular en funcionamiento.

Este tramo calculado se repite en 3 ramas.

c) CONEXIÓN EN PARALELO – RED DE BAJA TENSIÓN

Estará comprendido desde la unión de las tres ramas de generación hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia generada.

Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

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

L, se tomará como longitud del cable, la distancia entre la conexión de las ramas en paralelo y el punto de conexión a la red de baja tensión, siendo L= 50 [m]

P, será la potencia alterna máxima que puede entregar un inversor a su salida multiplicado por las tres ramas, donde, P= 15 * 3 = 45 [kW]

U_L es la tensión de línea de la red [V], cuyo valor es de 400 [V]

u es la caída de tensión, seguimos considerando en alterna un 1,5% de caída de tensión, entonces, u= 6 [V].

Por lo tanto, reemplazando estos valores en la ecuación 5.8.4.6.1.2, obtenemos:

$$s = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} = \frac{50 * 45000}{56 * 6 * 400} = 16,8 [mm^2] \quad (5.8.4.6.1.8)$$

Por lo tanto, se toma un valor comercial por encima del calculado, entonces la sección elegida es de 25 [mm²].

La corriente que circulará, se calcula por la potencia máxima que puede entregar

cada inversor multiplicado por el número de ramas, es decir, 45 [kW]. La tensión es de 400V, considerando un factor de potencia igual a la unidad, entonces:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_L * \cos \varphi} = \frac{45000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 65 [A] \quad (5.8.4.6.1.9)$$

Ahora bien, el valor de corriente máxima admisible por cables tripolares de sección 25 mm², instalado al aire, es de 116 [A]. Si le aplicamos los factores de corrección a este último valor, tenemos una corriente admisible de:

$$I_{adm} = 116 * 0,9 * 1 = 104,4 [A] \quad (5.8.4.6.1.10)$$

Finalmente, este valor es mayor que la máxima que va a circular por el cable, por lo tanto se verifica la sección seleccionada.

d) CABLEADO DE PROTECCIÓN

Para la protección de la propia instalación deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación a tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas.

La puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger.
- Conductores de tierra: Proporcionan un camino conductor, o parte de un camino conductor, entre un punto dado de una red, de una instalación o de un componente eléctrico y un electrodo de tierra o una red de electrodos de tierra.
- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger.
- Conductores de protección: Conductor previsto con fines de seguridad, por ejemplo protección contra los choques eléctricos.

Se debe respetar la siguiente relación entre las secciones de los conductores de protección y los conductores de fase:

| Sección S de los conductores de línea de la instalación [mm ²] | Sección nominal del correspondiente conductor de protección PE "S _{PE} " [mm ²] y del conductor de puesta a tierra "S _{PAT} " [mm ²] | |
|--|--|---|
| | Si el conductor de protección PE (o el de puesta a tierra) es del mismo material que el conductor de línea | Si el conductor de protección PE (o el de puesta a tierra) no es del mismo material que el conductor de línea |
| $S \leq 16$ | S | $\frac{k_1}{k_2} \times S$ |
| $16 < S \leq 35$ | $16^{(a)}$ | $\frac{k_1}{k_2} \times 16^{(a)}$ |
| $S > 35$ | $S/2^{(a)}$ | $\frac{k_1}{k_2} \times \frac{S}{2}^{(a)}$ |

Donde k_1 es el valor de k para el conductor de línea, seleccionado de la Tabla 54.8 o de la Tabla 43.1 indicada en el Capítulo 43 de esta Reglamentación, k_2 es el valor de k para el PE, elegido de las tablas 54.6 a 54.10, según corresponda; k es un factor cuyo valor depende de diferentes características físicas del material del conductor de protección y de las temperaturas inicial y final, dependiendo esta última del tipo de aislación (para la determinación de k , ver Anexo C).

^(a) Para el conductor PEN la reducción de la sección se permite sólo de acuerdo con las reglas de dimensionamiento del conductor neutro (ver Capítulo 52 de esta Reglamentación).

Tabla 5.8.4.6.1.3: Secciones mínimas de los conductores de puesta a tierra y de protección. Fuente: AEA 90364-5

Por tanto, los conductores de protección tendrán diferente sección dependiendo el tramo de cableado donde se encuentren:

MÓDULOS SOLARES - INVERSOR

$$S_{\text{conductor de fase}} = 4 \text{ [mm}^2\text{]} \rightarrow S_{\text{conductor de protección}} = 4 \text{ [mm}^2\text{]} \quad (5.8.4.6.1.11)$$

INVERSOR – CONEXIÓN EN PARALELO

$$S_{\text{conductor de fase}} = 4 \text{ [mm}^2\text{]} \rightarrow S_{\text{conductor de protección}} = 4 \text{ [mm}^2\text{]} \quad (5.8.4.6.1.12)$$

CONEXIÓN EN PARALELO – RED DE BAJA TENSIÓN

$$S_{\text{conductor de fase}} = 25 \text{ [mm}^2\text{]} \rightarrow S_{\text{conductor de protección}} = 16 \text{ [mm}^2\text{]} \quad (5.8.4.6.1.13)$$

5.8.4.6.2. PROTECCIONES

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una

explotación correcta de la instalación. Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza del tramo y el valor de corriente admisible por los conductores.

Un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (5.8.4.6.2.1)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \quad (5.8.4.6.2.2)$$

Dónde:

I_B es la corriente de empleo o de utilización.

I_N es la corriente nominal del dispositivo de protección.

I_Z es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.

I_2 es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección. (Fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección con interruptor termomagnético se cumple siempre la segunda condición porque $I_2 = 1,45 \cdot I_n$, por lo que solo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible tipo gG, se cumple que $I_2 = 1,6 \cdot I_N$ por lo que deben verificarse las dos condiciones de la norma.

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna.

PROTECCIONES DE CONTINUA.

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperíodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

a) MÓDULOS SOLARES – INVERSOR

- FUSIBLE

Cada ramal de este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 4 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{MPP \text{ módulo}} = 8,59 [A] \quad (5.8.4.6.2.3)$$

$$I_Z = I_{\text{máx admisible}} = 41,4 [A] \quad (5.8.4.6.2.4)$$

Por tanto, para que se cumpla la primera condición 5.8.4.6.2.1, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$8,59 \leq I_N \leq 41,4 \rightarrow I_N = 15 [A] \quad (5.8.4.6.2.5)$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión de los fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla la segunda condición 5.8.4.6.2.2

$$I_2 = 1,6 * I_N = 24 [A] \quad (5.8.4.6.2.6)$$

Entonces:

$$24 \leq 1,45 * 41,4 = 60 \quad (5.8.4.6.2.7)$$

Como se verifican las condiciones, se utilizarán fusibles de 15 [A] en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

Se selecciona un fusible de la empresa DF Electric, de tipo cilíndrico clase gPV de calibre 15 [A], en la siguiente tabla se presenta el fusible elegido.

| I_n (A) | REFERENCIA | PODER DE CORTE (kA) | EMBALAJE Unid./CAJA |
|--------------|------------|------------------------|------------------------|
| 1 | 491601 | 30 | 10/100 |
| 2 | 491602 | 30 | 10/100 |
| 3 | 491604 | 30 | 10/100 |
| 4 | 491605 | 30 | 10/100 |
| 5 | 491606 | 30 | 10/100 |
| 6 | 491610 | 30 | 10/100 |
| 8 | 491615 | 30 | 10/100 |
| 10 | 491620 | 30 | 10/100 |
| 12 | 491625 | 30 | 10/100 |
| 15 | 491629 | 30 | 10/100 |
| 16 | 491630 | 30 | 10/100 |
| 20 | 491635 | 30 | 10/100 |

Tabla 5.8.4.6.2.1: Selección de fusible de corriente continua.

La información de este producto y sus curvas características se encuentran en el Anexo. (Anexo 5.7)

- DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

Tanto en corriente alterna como en continua, se deben colocar descargadores.

Esto es debido a que las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación. Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica. Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

- CLASE I: Los protectores contra sobretensiones de Clase I están destinados a ser instalados en las extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos. Este tipo de protección no se utilizará en esta instalación al no ocupar mucho terreno y tratarse de una zona de bajo riesgo de impacto directo por un rayo.



Figura 5.8.4.6.2.1: Protección contra sobretensión CLASE I y símbolo normalizado.

- CLASE II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una

determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

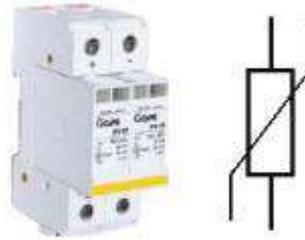


Figura 5.8.4.6.2.2: Protección contra sobretensión CLASE II y símbolo normalizado.

En el caso de este proyecto, no se incluye un descargador externo, debido a que el mismo viene integrado en el inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de alterna.

En el lado de corriente continua, dispone de un descargador de sobretensión desde el polo positivo y negativo respecto a tierra. Los descargadores de sobretensión cumplen con la clase de requisitos C según VDE 0675-6 o el tipo 2 según EN 61643-11.

Esta información se encuentra en la sección del Anexo. (Anexo 5.2)

- VIGÍA DE AISLACIÓN

En este tramo de corriente continua, además se incluye un controlador permanente de aislamiento, siendo un tipo de protección que se utiliza en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra.

Este controlador, está formado por dos dispositivos; un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

Para este proyecto, se selecciona un vigilante de aislamiento de la empresa Proat, modelo Fath. Es un vigilante de fuga a tierra para instalaciones eléctricas conectadas a tierra en sistemas TT y TN. Mide las corrientes de fuga a tierra de la instalación mediante el transformador. En caso de producirse un fallo a tierra, el Fath activa un contacto de salida instantáneo. Dispone de una función de rearme automático, donde el Fath comprueba si la fuga a tierra persiste o no. En caso que haya desaparecido se restablece el servicio. Realiza un número ilimitado de intentos de rearme, y el intervalo de rearme es de 5 minutos.

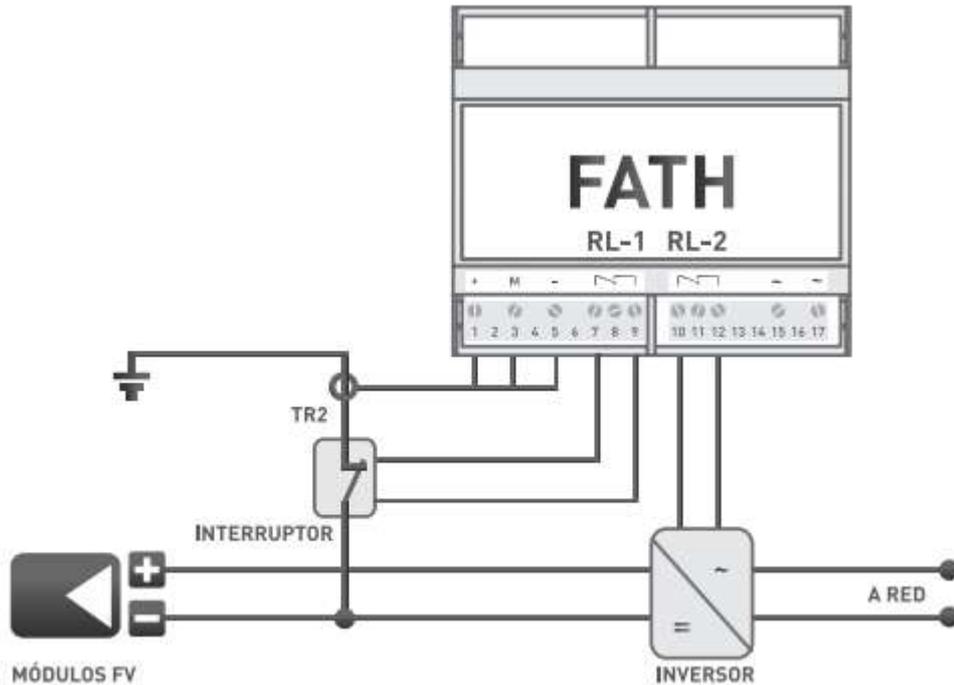


Figura 5.8.4.6.2.3: Vigilante de aislación Fath

La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en el circuito es de 628,84 [V_{cc}], siendo la máxima tensión de funcionamiento del Fath de 1000 [V_{cc}].

Más información respecto a este elemento se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.8)

- INTERRUPTOR DE CORRIENTE CONTINUA

Se coloca además un interruptor de continua de la misma empresa, modelo NINFAC. El cual al recibir la orden de actuar procedente de un vigilante de aislamiento, desconecta el inversor de los paneles solares y cortocircuita la tensión de los paneles. Ello permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de instalación y mantenimiento, al reducir la tensión de los paneles de un valor elevado a un valor cercano a cero voltios. También puede realizar la función de conexión a tierra o desconexión de paneles al inversor.

Este producto presenta una tensión de corte máxima de 900 [V_{cc}].

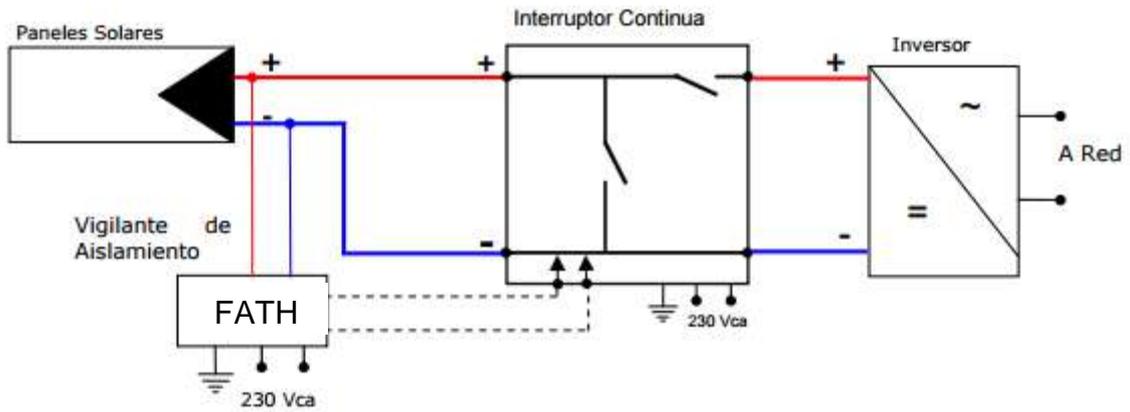


Figura 5.8.4.6.2.4: Interruptor de continua NINFAC en una Instalación fotovoltaica

Más información respecto a este elemento se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.9)

- INTERRUPTOR-SECCIONADOR:

Los interruptores de continua que se instalarán en este tramo de la instalación, tendrán la función de aislar zonas del generador para mantenimiento de los módulos solares.

Se colocarán 3 interruptores de este tipo, uno por ramal del generador fotovoltaico los que al abrirlos proporcionarán un aislamiento eficaz del tramo interrumpido.

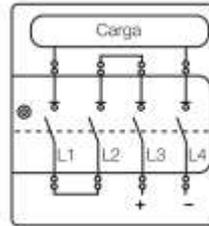
Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir.

Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito de cada panel y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, sin carga:

$$I_{sc} = 8,78 [A] \quad (5.8.4.6.2.8)$$

$$V_{0c} = 628,84 [V] \quad (5.8.4.6.2.9)$$

Se selecciona un interruptor para una tensión máxima de 750 [V] de servicio, de la empresa ABB, aplicaciones solares, modelo OTP32BA8MS.



Interruptores - Seccionadores en caja

| Tipo | Tensión máx. DC | Corriente asignada de servicio DC-21 A | Número de polos | Código de pedido |
|------------|-----------------|--|-----------------|------------------|
| OTP16BA3MS | 220 | 16 | 3 | 1SCA022643R0530 |
| OTP16BA4MS | 500 | | 4 | 1SCA022643R0610 |
| OTP16BA8MS | 750 | | 8 | 1SCA022643R0700 |
| OTP32BA3MS | 220 | 32 | 3 | 1SCA022643R0880 |
| OTP32BA8MS | 750 | | 8 | 1SCA022643R1000 |

Figura 5.8.4.6.2.5: Esquema y tabla de selección de seccionador

Más información respecto a este elemento se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.10)

Todos estos elementos mencionados que se encuentran en el tramo de corriente continua, están dentro del denominado Cuadro de Campo de la instalación.

Agua abajo del seccionador se conecta el inversor, además, se conecta otro seccionador, agua abajo del mismo con el fin de poder realizar la desconexión del inversor para realización de mantenimiento o ante la presencia de alguna falla. Al finalizar el tramo de continua, al inversor, llegan dos cables de 4 [mm²] y a su salida un cable tripolar de 4 [mm²] además del conductor de neutro y otro de protección.

Se detallan a continuación las protecciones del tramo de corriente alterna, pertenecientes al cuadro principal.

- INTERRUPTOR SECCIONADOR

Para la selección de los interruptores-seccionadores de corriente alterna, se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir.

Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente que presenta a la salida cada inversor, calculado en la ecuación 5.8.4.6.1.6 y la tensión está dada por la tensión de salida siendo de 3 x 400 [V], entonces:

$$I = 21,7 [A] \quad (5.8.4.6.2.10)$$

$$V_{oc} = 400 [V] \quad (5.8.4.6.2.11)$$

Se selecciona un interruptor seccionador de la empresa Legrand, tetrapolar, modelo DX³-IS para una corriente nominal de 32 [A].

A continuación se presenta una tabla con los datos del mismo:

| | Intensidad nominal (A) | N° de módulos |
|---|--------------------------|---------------|
| | Tetrapolar 400 V~ | |
| 5 | 4 064 77 | 20 |
| 5 | 4 064 79 | 32 |
| 1 | 4 064 80 | 40 |
| 1 | 4 064 81 | 63 |
| 1 | 4 064 89 | 100 |
| 1 | 4 064 90 | 125 |

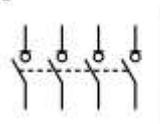


Figura 5.8.4.6.2.6: Datos técnicos del seccionador tetrapolar DX³-IS

En la sección Anexo se encuentra mayor información respecto a este producto. (Anexo 5.11)

- INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO

Es un aparato utilizado para la protección de los circuitos eléctricos, contra cortocircuitos y sobrecargas, en sustitución de los fusibles. Tienen la ventaja frente a los fusibles de que no hay que reponerlos. Cuando desconectan el circuito debido a una sobrecarga o un cortocircuito, se rearman de nuevo y siguen funcionando.

Su funcionamiento se basa en un elemento térmico, formado por una lámina bimetálica que se deforma al pasar por la misma una corriente durante cierto tiempo, para cuyas magnitudes está dimensionado (sobrecarga) y un elemento magnético, formado por una bobina cuyo núcleo atrae un elemento que abre el circuito al pasar por dicha bobina una corriente de valor definido (cortocircuito). [77]

Para la selección de este interruptor se debe cumplir la condición 5.8.4.6.2.1: Entonces, reemplazando valores, se obtiene:

$$21,7 \leq I_N \leq 37,8 \rightarrow I_N = 25 [A] \quad (5.8.4.6.2.12)$$

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el termomagnético utilizado debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma defina la compañía distribuidora.

Como se desconoce la información respecto al punto de conexión a la red, se estima que la intensidad de cortocircuito que puede producirse es de 6 [kA], es por ello que el interruptor termomagnético deberá tener una capacidad de corte superior a este valor.

Finalmente se selecciona un interruptor termomagnético de la empresa Legrand,

tetrapolar, modelo DX³, para una corriente nominal de 25 [A].

Características técnicas (pág.137)

Conforme a la norma IEC 60898-1
Capacidad de ruptura:
 6000 A - IEC 60898-1 - 400V~
 10 kA - IEC 60947-2 - 400V~
Curva B

Tetrapolares 400 V~

Poder de corte a 230 VA: 25 kA según IEC 60947-2

| | | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
|---|----------|------------------------|----------------|
| 1 | 4 076 17 | 1 | 4 |
| 1 | 4 076 18 | 2 | 4 |
| 1 | 4 076 19 | 3 | 4 |
| 1 | 4 076 20 | 4 | 4 |
| 1 | 4 076 21 | 6 | 4 |
| 1 | 4 076 22 | 10 | 4 |
| 1 | 4 076 24 | 16 | 4 |
| 1 | 4 076 25 | 20 | 4 |
| 1 | 4 076 26 | 25 | 4 |
| 1 | 4 076 27 | 32 | 4 |
| 1 | 4 076 28 | 40 | 4 |
| 1 | 4 076 29 | 50 | 4 |
| 1 | 4 076 30 | 63 | 4 |

Tabla 5.8.4.6.2.2: Selección de interruptor termomagnético

Las características de este producto se encuentran en el Anexo. (Anexo 5.12)

Este ramal se presenta de igual manera para las otras dos ramas del paralelo.

- INTERRUPTOR DIFERENCIAL

Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores

Para la selección del mismo se deben tener en cuenta las condiciones calculadas anteriormente para el termomagnético. Además verificamos si se cumple la segunda condición, siendo:

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \quad (5.8.4.6.2.13)$$

Entonces:

$$I_2 = 1,45 * I_N = 1,45 * 25 = 36,25 [A] \quad (5.8.4.6.2.14)$$

Reemplazando:

$$36,25 \leq 1,45 * 37,8 = 54,81 [A] \quad (5.8.4.6.2.15)$$

Finalmente, se verifican ambas condiciones para una corriente nominal de 25 [A].

Se selecciona un interruptor diferencial de la empresa Legrand, tetrapolar, modelo DX³, para una sensibilidad de 300 [mA].

| Emb. | Ref. | Tetrapolares 400 V _~ | | |
|------|----------|---|--------|----------------|
| | | Tipo AC  | | |
| | | Sensibilidad (mA) | In (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 116 60 | 30 | 25 | 4 |
| 1 | 4 116 61 | 30 | 40 | 4 |
| 1 | 4 116 62 | 30 | 63 | 4 |
| 1 | 4 116 63 | 30 | 80 | 4 |
| 1 | 4 116 64 | 300 | 25 | 4 |
| 1 | 4 116 65 | 300 | 40 | 4 |
| 1 | 4 116 66 | 300 | 63 | 4 |
| 1 | 4 116 67 | 300 | 80 | 4 |
| 1 | 4 116 68 | 300 selectivo | 40 | 4 |
| 1 | 4 116 69 | 300 selectivo | 63 | 4 |

Tabla 5.8.4.6.2.3: Selección de interruptor diferencial

Más información respecto a este elemento se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.13)

A continuación se realiza la selección y descripción de los elementos que componen el denominado cuadro de entrada de la instalación

b) CONEXIÓN EN PARALELO – RED DE BAJA TENSIÓN

Este tramo está formado por un cable tripolar de 25 [mm²] de sección, más cable de neutro y de protección.

Inmediatamente aguas debajo de la conexión de los tres ramales de generación se coloca un seccionador, esto es para poder realizar la desconexión del sistema para aplicaciones de mantenimiento o reparación.

- IIINTERRUPTOR SECCIONADOR

Para la selección se tienen los siguientes valores:

$$I = 65 [A] \quad (5.8.4.6.2.16)$$

$$V_{0c} = 400 [V] \quad (5.8.4.6.2.17)$$

Se elige un seccionador de la empresa Legrand, tetrapolar para una intensidad nominal de 100 [A], modelo DX³-IS.

| | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
|--------------------------|------------------------|----------------|
| Tetrapolar 400 V~ | | |
| 5 | 4 064 77 | 20 |
| 5 | 4 064 79 | 32 |
| 1 | 4 064 80 | 40 |
| 1 | 4 064 81 | 63 |
| 1 | 4 064 89 | 100 |
| 1 | 4 064 90 | 125 |

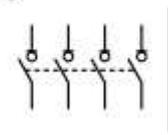


Tabla 5.8.4.6.2.4: Interruptor seccionador seleccionado

La información adicional de este interruptor se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.14)

A continuación y aguas abajo del sistema, se coloca un interruptor termomagnético.

- INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO

Para la selección del interruptor se parte de aplicar las condiciones mencionadas anteriormente, siendo:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (5.8.4.6.2.18)$$

Entonces, reemplazando valores, se obtiene:

$$65 \leq I_N \leq 104,4 \rightarrow I_N = 80 [A] \quad (5.8.4.6.2.19)$$

Se selecciona un interruptor termomagnético de la empresa Legrand, tetrapolar para una corriente nominal de 80 [A], curva característica tipo C.

Conforme a la norma IEC 60898-1
Capacidad de ruptura:
 10000 A- IEC 60898-1 - 400V~
 16 kA - IEC 60947-2 - 400V~
Curva C.

| | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
|----------------------------|------------------------|----------------|
| Tetrapolares 400 V~ | | |
| 1 | 4 093 29 | 1 |
| 1 | 4 093 30 | 2 |
| 1 | 4 093 31 | 3 |
| 1 | 4 093 32 | 4 |
| 1 | 4 093 33 | 6 |
| 1 | 4 093 34 | 10 |
| 1 | 4 093 36 | 16 |
| 1 | 4 093 37 | 20 |
| 1 | 4 093 38 | 25 |
| 1 | 4 093 39 | 32 |
| 1 | 4 093 40 | 40 |
| 1 | 4 093 41 | 50 |
| 1 | 4 093 42 | 63 |
| 1 | 4 093 62 | 80 |
| 1 | 4 093 63 | 100 |
| 1 | 4 093 64 | 125 |

Tabla 5.8.4.6.2.5: Tabla de selección de interruptor termomagnético

Mayor información respecto a este producto se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.15)

Hasta aquí se mencionaron los elementos que componen el cuadro de entrada, aguas abajo del mismo se realiza la conexión a la red de baja tensión, previo a ello se conecta un contador.

- CONTADOR BIDIRECCIONAL

La finalidad de este producto es realizar la medición de la energía consumida en el edificio y la que se genera en exceso y es inyectada a la red de baja tensión.

Se selecciona un contador trifásico de la empresa Elster, modelo A1800.



Figura 5.8.4.6.2.7: Contador bidireccional A1800.

La información de este producto se encuentra en la sección Anexo. (Anexo 5.16)

En la sección Anexo se presenta el esquema unifilar de la instalación. (Anexo 5.17)

Con respecto a la coordinación de las protecciones seleccionadas se presenta en la sección Anexo la gráfica de las curvas de coordinación. (Anexo 5.18)

5.8.5. CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro. [76]

El concepto de puesta a tierra aplicado a un sistema fotovoltaico puede referirse tanto a las partes conductoras expuestas (por ejemplo los bastidores metálicos de los paneles) como al sistema de generación de potencia (paneles). Un sistema fotovoltaico puede conectarse a tierra únicamente si está separado galvánicamente de la red eléctrica mediante un transformador. [78]

En la sección anexo hay una breve descripción de los tipos de puesta a tierra que se emplean en instalaciones fotovoltaicas. (Anexo 5.19)

5.8.6. PUESTA A TIERRA DEL C.I.C.

Se decide realizar la puesta a tierra con conexión de tipo TT. En este tipo de aterramiento, el neutro se conecta a una tierra llamada “Tierra de Servicio” y las masas de las cargas se conectan a otra tierra distinta de la anterior, llamada “Tierra de Protección”. Ambas tierras deben estar lo suficientemente separadas para evitar los riesgos de transferencia de potenciales entre ellas. [79]

5.9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es de carácter preventivo y correctivo. No tiene partes móviles sometidas a desgaste, ni requiere cambio de piezas ni lubricante.

Entre otras cuestiones, es muy recomendable realizar revisiones periódicas de las instalaciones, para asegurar que todos los componentes funcionan correctamente. La experiencia demuestra que los sistemas fotovoltaicos tienen muy pocas posibilidades de avería, especialmente si la instalación se ha realizado correctamente y si se realiza un mantenimiento preventivo. Básicamente las posibles

reparaciones que puedan ser necesarias son las mismas que cualquier aparato o sistema eléctrico, y que están al alcance de cualquier electricista.

A la hora de plantear el mantenimiento se deben considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el usuario y las que debe realizar el instalador.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.

Para garantizar una alta productividad de la instalación, es esencial reducir los periodos de parada por avería o mal funcionamiento. Para ello son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema, como la asistencia de un servicio técnico.

Es recomendable seguir el programa de mantenimiento detallado a continuación.

[80]

5.9.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema en alguna de sus partes, con el objetivo de restablecer la operatividad del mismo. Se utiliza cuando es imposible de predecir o prevenir un fracaso, lo que hace el mantenimiento correctivo la única opción. El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería y un diagnóstico para determinar la causa del fallo. Es importante determinar qué es lo que causó el problema, a fin de tomar las medidas adecuadas, y evitar así que se vuelva a producir la misma avería.

Esta estrategia de mantenimiento puede resultar económica a corto plazo, al no invertir en planes de mantenimiento preventivo, si bien puede ocurrir que a causa de una falta de mantenimiento surja una avería que pueda resultar irreparable y con las graves consecuencias que esto conlleva, por tanto no se recomienda este plan de mantenimiento, por estar demostrado que es mucho más costoso que cualquier otro a medio y a largo plazo.

5.9.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo es aquel mantenimiento que tiene como primer objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías de un sistema del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran.

Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir coste de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.

El mantenimiento preventivo en general se ocupa en la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y de confiabilidad de un equipo. Un plan de

mantenimiento correctamente planificado puede reducir considerablemente los fallos de una instalación y sus consecuencias acarreadas.

5.9.3. MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de un sistema en operación, es decir, se basa en que los sistemas darán un tipo de aviso antes de que fallen por lo que este plan de mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones.

En el mantenimiento predictivo se suelen realizar ensayos no destructivos, como medida de vibraciones, medición de temperaturas, termografías, intensidades, tensiones, etc.

El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo, de forma que se subsane este antes. Detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos es una buena forma, aunque no fácil, de evitar posibles averías en el sistema. [81]

| Sistema de captación | | |
|--------------------------------------|--------------------|---|
| Equipo | Frecuencia (meses) | Descripción |
| Paneles solares fotovoltaicos | 1 | Limpieza con agua |
| | 2 | Posibles degradaciones |
| | 3 | Control de la temperatura del panel |
| | 12 | Control de las características eléctricas |
| Estructura de soporte de los paneles | 12 | Comprobar posibles degradaciones |
| | | Control de la tornillería |
| | | Comprobación de la estanqueidad de la cubierta |
| Inversor | 1 | Lectura de datos y memoria de fallos |
| | 6 | Limpieza y reemplazo de filtros |
| | 12 | Limpieza de disipador |
| | | Comprobar cubierta y funcionamiento de bloqueos |
| Sistemas de control | 12 | Revisión de la aislación |
| | | Supervisión de los equipos mediante lectura en PC |
| | | Revisión de las conexiones |
| | | Comprobación de los sensores |

Tabla 5.9.3.1. Mantenimiento del sistema fotovoltaico

CAPÍTULO 6

6. ASPECTOS ECONÓMICOS

6.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Una buena razón para utilizar sistemas solares térmicos es la disminución de los costos energéticos. Por lo tanto, es oportuno realizar un análisis económico detallado, de forma que se pueda evaluar si un determinado sistema solar es económicamente ventajoso para un proyecto.

Las aplicaciones térmicas de la energía solar requieren una inversión inicial más elevada que la de un sistema térmico tradicional. No obstante, una vez que el sistema solar está instalado, los gastos de funcionamiento son mínimos y consisten únicamente en los escasos costos para el funcionamiento y el control del sistema, eventuales reparaciones y mantención periódica. En el caso de los sistemas que utilizan combustibles fósiles, en cambio, es necesario un suministro de los mismos y, por lo tanto, una compra, en función de la necesidad térmica.

6.1.1. TIEMPO DE AMORTIZACIÓN

Hay distintos factores que determinan el periodo de amortización de una instalación: el correcto cálculo de las necesidades, la optimización del sistema, una adecuada instalación y calidad de materiales y principalmente, su uso.

Este tipo de instalaciones posee un promedio de vida de unos 25 años.

Las instalaciones de energía solar térmica necesitan sistemas de apoyo convencional en previsión a la falta de radiación o a un consumo superior al dimensionado (generalmente gas). En la mayoría de los casos las instalaciones solares se diseñan para proporcionar a las instalaciones entre el 60-80 % del agua caliente demandada, aunque en zonas con gran insolación a lo largo del año, el porcentaje de aporte suele ser superior.

Una instalación de energía solar acaba rentabilizándose a lo largo de los años, ya que el ahorro energético que produce se materializa en ahorro económico, el cual permite acabar amortizando el costo de la instalación. Esta amortización puede oscilar entre los 5 y 12 años dependiendo del tamaño de la instalación, del lugar donde se instale (mayor o menor radiación) y de las necesidades mayores o menores del usuario.

6.2. COSTOS

6.2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La inversión necesaria para adquirir un sistema fotovoltaico depende de varios factores, por ejemplo: los precios internacionales del mercado fotovoltaico, la disponibilidad local de distribuidores e instaladores de equipos fotovoltaicos, la ubicación y demanda energética de los usuarios. Las características particulares de todos los equipos necesarios para satisfacer la demanda energética (en calidad, cantidad y capacidad), la distancia y la facilidad de acceso entre el lugar de venta de los equipos y el lugar donde se instalará el sistema, son factores que determinan en gran medida la cantidad de dinero que el usuario final invertirá para electrificar un lugar.

Los costos totales de un sistema fotovoltaico pueden clasificarse en las siguientes categorías:

- Costos de inversión
- Costos de mantenimiento
- Costos de reemplazo

Los costos de inversión son aquellos en los que se debe incurrir inicialmente para la compra, transporte e instalación de los equipos fotovoltaicos. La vida útil de un sistema fotovoltaico completo, correctamente instalado y con componentes de buena calidad, se estima en unos 20 años.

La calidad y capacidad de los equipos fotovoltaicos y las condiciones de acceso al lugar donde se instalará el sistema pueden ocasionar un aumento o disminución significativa del costo inicial indicado.

La vida útil del sistema está determinada por el tiempo que tarda el módulo fotovoltaico en perder el 10% de su capacidad de producción de potencia.

Los costos de mantenimiento y operación son aquellos en los que se debe incurrir durante toda la vida útil de los equipos para conservar en buenas condiciones el sistema fotovoltaico. Normalmente, el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos no es más que la limpieza adecuada de los equipos, especialmente de los paneles fotovoltaicos; por lo tanto, los costos de mantenimiento son bajos.

6.2.2. BALANCE ECONÓMICO Y PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

Los elementos que intervienen en el cálculo de la rentabilidad son los que siguen a continuación:

- Inversión: totalidad del costo de la instalación, incluido el proyecto y los trámites administrativos.
- Generación eléctrica: El total de la electricidad generada por la instalación solar, en función de la potencia de la instalación.
- Costos de explotación: conjunto de gastos que supone la gestión y explotación de la planta fotovoltaica. En este concepto se contemplan básicamente los costos de mantenimiento preventivo y correctivo.

6.3. CÁLCULOS ECONÓMICOS EN EL C.I.C.

6.3.1. ENERGÍA TÉRMICA

A continuación se presenta el presupuesto estimado de costos para la generación de agua caliente sanitaria en el edificio.

– Partida 1: Material Solar

| Ítem | Concepto | Cantidad | Precio unit [€/u] | Precio Total [€] |
|----------------------|---------------------------------|----------|-------------------|------------------|
| 1.1 | Colector Solar Chromagen PA-F | 5 | 433.99 | 2169.95 |
| 1.2 | Estructura Soporte Heatsun SUKL | 1 | 965 | 965.00 |
| 1.3 | Central Solar CS 10 | 1 | 228 | 228.00 |
| Total partida | | | | 3362.95 |

Tabla 6.3.1.1. Costos de material solar instalación térmica

– Partida 2: Material varios

| Ítem | Concepto | Cantidad | Precio unit [€/u] | Precio Total [€] |
|----------------------|--|------------|-------------------|------------------|
| 2.1 | Caldera JIT CAC 20 | 1 | 2054.45 | 2054.45 |
| 2.2 | Anticongelante Chromagen | 22 | 2.79 | 61.38 |
| 2.3 | Cañerías Acqua system PN20 | 1 (Varios) | 554.07 | 554.07 |
| 2.4 | Accesorios Cañerías Acqua System | 1 (Varios) | 166.36 | 166.36 |
| 2.5 | Bomba circuito primario Grundfos | 1 | 1735.57 | 1735.57 |
| 2.6 | Vaso de Expansión Ibaiondo | 1 | 90.22 | 90.22 |
| 2.7 | Purgadores Giacomini | 3 | 7.19 | 21.57 |
| 2.8 | Válvula de corte (3/8") | 2 | 8.92 | 17.84 |
| 2.9 | Válvula de corte (1/2") | 1 | 11.80 | 11.80 |
| 2.10 | Válvula de corte (3/4") | 4 | 18.70 | 74.80 |
| 2.11 | Válvula de corte (1 1/4") | 17 | 51.50 | 875.50 |
| 2.12 | Válvula de corte (1 1/2") | 4 | 91.00 | 364.00 |
| 2.13 | Válvula antirretorno (3/8") | 2 | 8.20 | 16.40 |
| 2.14 | Válvula antirretorno (1 1/2") | 3 | 39.80 | 119.40 |
| 2.15 | Válvula de vaciado (1/2") | 3 | 23.20 | 69.60 |
| 2.16 | Válvula de seguridad (1/2" - 6 bar) | 3 | 45.50 | 136.50 |
| 2.17 | Válvula de seguridad (1/2" - 3 bar) | 1 | 45.50 | 45.50 |
| 2.18 | Válvula mezcladora termostática (3/4") | 2 | 112.30 | 224.60 |
| 2.19 | Acumulador Junkers Gama G-I 600 l | 1 | 993.94 | 993.94 |
| 2.20 | Intercambiador Danfoss | 1 | 1222.00 | 1222.00 |
| 2.21 | Bomba circuito secundario Grundfos | 1 | 381.39 | 381.39 |
| 2.22 | Bomba circuito recirculación Grundfos | 1 | 362.57 | 362.57 |
| 2.23 | Aislación cañerías Exterior | 1 (Varios) | 838.55 | 838.55 |
| 2.24 | Aislación cañerías Interior | 1 (Varios) | 529.83 | 529.83 |
| Total partida | | | | 10967.83 |

Tabla 6.3.1.2. Costos de componentes varios de la instalación

– Partida 3: Ingeniería y Obra civil

| Ítem | Concepto | Costo [€] | Porcentaje [%] | Precio Total [€] |
|----------------------|------------|-----------|----------------|------------------|
| 3.1 | Obra civil | 14330.78 | 28 | 4012.6 |
| 3.2 | Ingeniería | 3362.95 | 22 | 739.8 |
| Total partida | | | | 4792.50 |

*Tabla 6.3.1.3. Costos de ingeniería y obra civil***RESUMEN**

| Partida | Instalación Térmica [€] | |
|---------|-------------------------|-----------------|
| 1 | Componentes E. térmica | 3362.95 |
| 2 | Accesorios | 10967.83 |
| 3 | Ingeniería y obra civil | 4792.50 |
| | Total [€] | 19123.28 |

Tabla 6.3.1.6. Costos totales de instalación térmica

El costo de la obra civil fue estimado como un porcentaje de la suma de las partidas 1 y 2.

Por tratarse de componentes importados, en su mayoría, los valores son expresados en euros (€), al momento de estimar la inversión a realizar en el país se debe realizar la conversión con el valor de la moneda en ese momento.

Realizamos una conversión de este valor a dólares siendo una moneda más utilizada en el país:

| |
|----------------------------|
| Costo total [u\$ds] |
| 21644 |

Tabla 6.3.1.7. Costos totales de instalación térmica en dólares

6.3.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

A continuación se presenta el presupuesto estimado de costos para la generación de electricidad para satisfacer en parte los consumos del edificio.

– Partida 1: Material Solar

| Ítem | Concepto | Cantidad | Precio unit [€/u] | Precio Total [€] |
|----------------------|---------------------------------------|----------|-------------------|------------------|
| 1.1 | Panel YINGLI SOLAR, modelo YL260P-29b | 45 | 175.92 | 7916.40 |
| 1.2 | Estructura de soporte de paneles | 15 | 224.00 | 3360.00 |
| Total partida | | | | 11276.40 |

Tabla 6.3.2.1. Costos de material solar instalación fotovoltaica

– Partida 2: Material Eléctrico

| Ítem | Concepto | Cantidad | Precio unit [€/u] | Precio Total [€] |
|----------------------|--------------------------------------|------------|-------------------|------------------|
| 2.1 | Inversor Solarmax 15MT | 3 | 4736.00 | 14208.00 |
| 2.2 | Cableado Solar | 1 (varios) | 3340.59 | 3340.59 |
| 2.3 | Canaleta UNEX 66U23X | 1 (varios) | 2439.90 | 2439.90 |
| 2.4 | Fusible 15 [A] | 2 | 9.78 | 19.56 |
| 2.5 | Vigilante de aislamiento FATH | 1 | 180.00 | 180.00 |
| 2.6 | Interruptor de continua NINFAC | 1 | 476.00 | 476.00 |
| 2.7 | I. seccionador ABB, CC | 1 | 93.71 | 93.71 |
| 2.8 | I. seccionador Legrand, 32 [A] AC | 1 | 44.22 | 44.22 |
| 2.9 | I. termomagnético Legrand, 25 [A] | 1 | 136.09 | 136.09 |
| 2.10 | I. diferencial Legrand, 25 [A] | 1 | 330.58 | 330.58 |
| 2.11 | I. seccionador Legrand, 100 [A] | 1 | 117.25 | 117.25 |
| 2.12 | I. termomagnético Legrand, 80 [A] | 1 | 343.82 | 343.82 |
| 2.13 | Contador bidireccional Elster, A1800 | 1 | 1974.00 | 1974.00 |
| Total partida | | | | 23703.72 |

Tabla 6.3.2.2. Costos de material eléctrico instalación fotovoltaica

– Partida 3: Ingeniería y obra civil

| Ítem | Concepto | Costo [€] | Porcentaje [%] | Precio Total [€] |
|----------------------|------------|-----------|----------------|------------------|
| 3.1 | Obra civil | 34980.12 | 18 | 6296.4 |
| 3.2 | Ingeniería | 11276.40 | 10 | 1126.7 |
| Total partida | | | | 7425.00 |

*Tabla 6.3.2.3. Costos de ingeniería y obra civil***RESUMEN**

| Partida | Instalación Fotovoltaica [€] | |
|---------|------------------------------|-----------------|
| 1 | Material Solar | 11276.40 |
| 2 | Materiales Eléctricos | 23703.72 |
| 3 | Ingeniería y obra civil | 7425.00 |
| | Total [€] | 42405.12 |

Tabla 6.3.2.4. Costos totales de instalación fotovoltaica

El costo de la obra civil fue estimado como un porcentaje de la suma de las partidas 1 y 2. Los costos de ingeniería y obra civil rondan alrededor del 25 al 30% del total para instalaciones similares.

Se debe tener en cuenta que para los cálculos, por tratarse de componentes importados, en su mayoría, los precios calculados han sido expresados en euros (€), al momento de estimar la inversión a realizar en el país se debe realizar la conversión con el valor de la moneda en ese momento.

Se realiza la conversión a dólares:

| Costo total [u\$S] |
|--------------------|
| 47996 |

Tabla 6.3.2.5. Costos totales de instalación fotovoltaica en dólares

Si bien se estima un funcionamiento de 25 años con un mantenimiento mínimo, para ambas instalaciones, como se observa, las inversiones implican un gran desembolso inicial para poner en funcionamiento toda la instalación.

6.4. ANÁLISIS DE COSTOS.

6.4.1. INSTALACIÓN TÉRMICA

En el análisis de costos se mostrarán los diferentes costos existentes a la hora de realizar la instalación de energía térmica.

6.4.1.1. COSTOS INICIALES

Los costos iniciales tienen que ver con todo lo necesario para poner en funcionamiento la instalación, detallado en las tablas anteriores, el total es:

$$\text{Costos iniciales totales: } 21079 \text{ [€]} \quad (6.4.1.1.1)$$

6.4.1.2. COSTOS ANUALES

Impuestos, seguros: Costo provocado por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación de agua caliente o desperfectos de la instalación, se considera un 0,5% de los costos iniciales de la instalación:

$$\text{Impuestos, seguro} = 105 \text{ [€]} \quad (6.4.1.2.1)$$

Mano de obra, mantenimiento: Costo anual de los diferentes trabajos de mantenimiento necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación solar térmica. Se toma un 0,8% de los costos iniciales de la instalación:

$$\text{Mantenimiento} = 169 \text{ [€]} \quad (6.4.1.2.2)$$

A continuación se detallan los costos mencionados anteriormente:

| Costos Iniciales | | Unidad | Cantidad | Costo/unidad | Importe | Costo Relativo |
|--------------------------|------------------------------|----------------|----------|--------------|----------|----------------|
| Ingeniería | | | | | | |
| | Ingeniería, otros | | 1 | € | 739.8 | € 739.8 |
| | Sub total: | | | | € | 739.8 3.5 % |
| Equipo Energía | | | | | | |
| | Colectores Solares CHROMAGEN | | 5 | € | 434.0 | € 2169.95 |
| | Transporte | | 0 | € | | € - |
| | Sub total: | | | | € | 2169.95 10.3 % |
| Equipos varios | | | | | | |
| | Soporte de colectores | m ² | 14.0 | | 68.9 | € 965.0 |
| | Otros equipos | | | | 12235.8 | € 12235.8 |
| | Instalación | | | € | 4012.6 | € 4012.6 |
| | Transporte | | 0 | € | | € 0 |
| | Sub total: | | | | | 17213.4 81.7 % |
| Contingencias | | | | | | |
| | Contingencias | % | 5% | € | 19123.28 | € 956.2 |
| | Sub total: | | | | | 956.2 5.0 % |
| Costos Iniciales Totales | | | | | € | 21079.4 100 % |
| | | | | | | |
| Costos anuales | | Unidad | Cantidad | Costo/unidad | Importe | Costo Relativo |
| Obra y mantenimiento | | | | | | |
| | Impuestos, seguro | | 1 | € | 105 | € 105.4 |
| | Mantenimiento | | 1 | € | 169 | € 168.6 |
| | Sub total: | | | | | 274.0 100 % |
| Costos Anuales Totales | | | | | € | 274.0 100 % |

Tabla 6.4.2.1: Resumen de costos instalación térmica

6.4.1.3. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero consiste en comprobar si la instalación proyectada será lo suficientemente rentable como para llevarla a cabo.

Las herramientas que se utilizan para determinar la rentabilidad de un proyecto son, en este caso, la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN).

El VAN y el TIR son dos herramientas financieras procedentes de las matemáticas financieras que permiten evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión.

El VAN es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable.

Basta con hallar VAN de un proyecto de inversión para saber si dicho proyecto es viable o no.

La fórmula del VAN es:

$$VAN = BNA - Inversión \quad (6.4.1.3.1)$$

Dónde BNA, Beneficio Neto Actualizado, es el valor actual del flujo de caja o beneficio neto proyectado, el cual ha sido actualizado a través de una tasa de descuento.

La tasa de descuento, TD con la que se descuenta el flujo neto proyectado, es la tasa de oportunidad, rendimiento o rentabilidad mínima, que se espera ganar; por lo tanto, cuando la inversión resulta mayor que el BNA (VAN negativo o menor que 0) es porque no se ha satisfecho dicha tasa. Cuando el BNA es igual a la inversión (VAN igual a 0) es porque se ha cumplido con dicha tasa. Y cuando el BNA es mayor que la inversión es porque se ha cumplido con dicha tasa y además, se ha generado una ganancia o beneficio adicional.

La TIR es la tasa de descuento de un proyecto de inversión que permite que el BNA sea igual a la inversión (VAN igual a 0). La TIR es la máxima TD que puede tener un proyecto para que sea rentable, pues una mayor tasa ocasionaría que el BNA sea menor que la inversión (VAN menor que 0). [82]

6.4.1.3.1. INSTALACIÓN TÉRMICA

La generación de agua caliente mediante el uso de colectores solares no implica de forma directa un ingreso de dinero, en realidad, lo que se consigue es un ahorro debido a que no se paga por la energía que se consume para calentar el agua.

A continuación, se va a calcular el costo que implica generar el agua caliente utilizando gas de red, es decir, éste es el ahorro que se menciona.

En el capítulo 4.8 se calcula la instalación de energía convencional con la que debe contar el edificio para asegurar la continuidad del servicio.

El mismo se diseñó de manera tal que cubra el total de la demanda como si no existiera la instalación solar, estando compuesto por un depósito de acumulación y una caldera.

Por lo tanto, se utilizará para los cálculos el consumo de la caldera seleccionada en ese apartado.

$$P_{\text{útil caldera}} = 20000 \left[\frac{kCal}{h} \right] \quad (6.4.1.3.1.1)$$

En la siguiente tabla se muestran las equivalencias de unidades para la energía:

| Equivalencias | | | |
|---------------|------|-----|-----------------------|
| kJ | kCal | kWh | m ³ de gas |
| 4.186 | 1 | - | - |
| 3600 | - | 1 | - |
| - | 9171 | - | 1 |

Tabla 6.4.1.3.1.1: Equivalencias entre unidades de energía

El tiempo de calentamiento del agua fue estimado en 1 hora, se considera un funcionamiento diario de 12 horas.

A continuación, se calcula la cantidad de m³ de gas que consume la caldera:

$$\text{Consumo}_{\text{caldera}} = \frac{20000 \left[\frac{kCal}{h} \right]}{9171 \left[\frac{kCal}{m^3} \right]} * 12 h = 26,2 \left[\frac{m^3 \text{ de gas}}{\text{dia}} \right] \quad (6.4.1.3.1.2)$$

Considerando un total de 258 días hábiles del año, se tiene:

$$\text{Consumo}_{\text{caldera}} = 6752 \left[\frac{m^3 \text{ de gas}}{\text{año}} \right] \quad (6.4.1.3.1.3)$$

En base a conocer la cantidad de demanda de gas anual, se evalúa cual es la tarifa que se aplica. Se recurre a la empresa que distribuye el gas en la ciudad de Mar del Plata, Camuzzi Gas Pampeana.

Por el tipo de instalación se encuadra como cliente comercial, y la categoría surge de la siguiente figura:

SGP1: consumo de 0 a 12.000 m³ al año
SGP2: consumo de 12.001 a 108.000 m³ al año
SGP3*: consumo de 108.001 m³ al año en adelante

Figura 6.4.1.3.1.1: Categoría de cliente comercial

En este caso debido al consumo anual pertenece al SGP1.

A continuación se presenta la tarifa vigente desde abril del 2016.

| TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 y P3 BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS | | | | | | | |
|---|--------------|-------------------|---|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Categoría / Cliente | Sub - Zona | en \$ (pesos) | | | | | |
| Residencial | | Cargo fijo | Cargo por m³ de consumo | Factura Mínima | Monto Fijo (*) | | |
| R1 (de 0 a 500 m ³ al año) | Buenos Aires | 42.110128 | 0.424310 | 73.042871 | 4.00 | | |
| R2-1 (de 500 a 650 m ³ al año) | Buenos Aires | 43.794555 | 0.424310 | 74.727299 | 5.00 | | |
| R2-2 (de 650 a 800 m ³ al año) | Buenos Aires | 49.353118 | 0.471103 | 77.253939 | 6.50 | | |
| R2-3 (de 800 a 1000 m ³ al año) | Buenos Aires | 54.743253 | 0.471515 | 80.622794 | 8.50 | | |
| R3-1 (1000 a 1250 m ³ al año) | Buenos Aires | 57.713312 | 0.525521 | 91.571571 | 15.00 | | |
| R3-2 (1250 a 1500 m ³ al año) | Buenos Aires | 76.135448 | 0.525521 | 99.993707 | 20.00 | | |
| R3-3 (1500 a 1800 m ³ al año) | Buenos Aires | 96.043563 | 0.613847 | 116.837979 | 30.00 | | |
| R3-4 (Mas de 1800 m ³ al año) | Buenos Aires | 149.576380 | 0.613847 | 157.370796 | 60.00 | | |
| Servicio General | | Cargo fijo | Cargo por m³ de Consumo | | | Factura Mínima | Monto Fijo (*) |
| | | | 0 a 1000 m³ | 1001 a 9000 m³ | mas de 9000 m³ | | |
| P1 (de 0 a 12000 m ³ al año) | Buenos Aires | 92.621218 | 0.320813 | 0.299807 | 0.282720 | 114.674143 | 25.00 |
| P2 (de 12000 a 108000 m ³ al año) | Buenos Aires | 92.621218 | 0.320813 | 0.299807 | 0.282720 | 114.674143 | 60.00 |
| P3 (de 108000 a 180000 m ³ al año) (1) | Buenos Aires | 298.884796 | 0.356819 | 0.329561 | 0.302273 | 318.838688 | 150.00 |

Figura 6.4.1.3.1.2: Tarifa vigente desde Abril de 2016

En la siguiente tabla se ve en detalle:

| Categoría: SGP1 | | | |
|-----------------|-------------------------------|------------------|-----------------|
| Cargo fijo [\$] | Variable [\$/m ³] | Factura mín [\$] | Monto Fijo [\$] |
| 92.621218 | 0.299807 | 114.674143 | 25.00 |
| Cargo fijo [€] | Variable [€/m ³] | Factura mín [€] | Monto Fijo [€] |
| 5.52 | 0.02 | 6.83 | 1.49 |

Tabla 6.4.1.3.1.5: Tarifa para cliente SGP1

En la actualidad rigen estas tarifas, pero el nuevo gobierno prevé realizar un ajuste de las mismas, el mismo es variable respecto al tipo de usuario, pero se estima que podría variar entre el 200% y el 1000%.

Por lo tanto, al momento de realizar la estimación económica de los gastos en el edificio calculado, se tendrá en cuenta cuál es la influencia que tiene esta suba de precios.

En la siguiente tabla se realiza una estimación de cuáles serían los precios en caso de que se aplique la suba de las tarifas. A los fines del cálculo se aplica el porcentaje de aumento tanto al cargo fijo como al variable, esto puede no representar la realidad, ya que deberá ser la empresa proveedora la que especifique de qué forma se realiza el aumento, además, no se tendrá en cuenta la existencia de un aumento en los impuestos otorgados a un cliente de esta categoría.

| Tarifa | Categoría: SGP1 | | | |
|---------------|-----------------|-------------------------------|------------------|-----------------|
| | Cargo fijo [\$] | Variable [\$/m ³] | Factura mín [\$] | Monto Fijo [\$] |
| Actual | 92.621218 | 0.299807 | 114.67 | 25.0 |
| 200% | 277.863654 | 0.899421 | 344.02 | 75.0 |
| 500% | 555.727308 | 1.798842 | 688.04 | 150.0 |
| 750% | 787.280353 | 2.548360 | 974.73 | 212.5 |
| 1000% | 1018.833398 | 3.297877 | 1261.42 | 275.0 |

Tabla 6.4.1.3.1.6: Tarifa para cliente SGP1 con aumentos previstos.

Además de considerar estos valores, es necesario tener en cuenta los impuestos asignados en la factura de gas para un usuario SGP-1, los mismos se presentan en la siguiente tabla con sus respectivos valores:

| Impuestos | | | |
|-------------------------------|------------|---------------------------|--------------------------|
| | [%] | [\$/m³] | [€/m³] |
| IVA Alícuota - RMO | 27 | - | - |
| Impuesto Provincial | 9 | - | - |
| Perc. IB BAI D01/04 | 8 | - | - |
| Ley 25413 Tte | - | 0.080 | 0.0051 |
| Ley 25413 Dis | - | 0.600 | 0.0383 |
| IIBB (Dist.) Valor gas | - | 0.040 | 0.0026 |
| IIBB (Tte.) Valor gas | - | 0.005 | 0.0003 |

Tabla 6.4.1.3.1.7: Impuestos asignados para usuario SGP-1¹

En la tabla que se presenta a continuación, se observa el costo de producir el agua caliente sanitaria utilizando gas de red.

Se considera, en principio, la tarifa actual además de los correspondientes impuestos:

| GAS | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|
| Mes | Días | [\$/mes] | [€/mes] |
| Enero | 22 | 447.10 | 28.52 |
| Febrero | 20 | 424.13 | 27.06 |
| Marzo | 22 | 447.10 | 28.52 |
| Abril | 21 | 435.62 | 27.79 |
| Mayo | 22 | 447.10 | 28.52 |
| Junio | 21 | 435.62 | 27.79 |
| Julio | 22 | 447.10 | 28.52 |
| Agosto | 22 | 447.10 | 28.52 |
| Septiembre | 21 | 435.62 | 27.79 |
| Octubre | 22 | 447.10 | 28.52 |
| Noviembre | 21 | 435.62 | 27.79 |
| Diciembre | 22 | 447.10 | 28.52 |
| TOTAL | | 5296.31 | 337.86 |

Tabla 6.4.1.3.1.8: Costo actual por consumo de gas de red

Ahora, si tenemos en cuenta la suba de la tarifa en los porcentajes indicados anteriormente y considerando los impuestos, se obtendrían los siguientes costos:

¹ Información obtenida en Camuzzi Gas Pampeana, sucursal Balcarce

| Gas | | |
|--------|----------------|---------------|
| Tarifa | Costo [\$/año] | Costo [€/año] |
| Actual | 5296.31 | 337.86 |
| 200% | 12167.64 | 776.20 |
| 500% | 22474.64 | 1433.70 |
| 750% | 31063.81 | 1981.62 |
| 1000% | 39652.98 | 2529.53 |

Tabla 6.4.1.3.1.9: Costo por consumo de gas de red con variación de tarifa

Por tener la instalación de energía solar, el costo de calentar el agua con gas de red no existe, es por ello, que para realizar un análisis financiero, se va a considerar ese valor como un ingreso de dinero y como egreso se toma el costo de mantenimiento.

Los valores calculados se presentan en la sección Anexo.

Siendo: Anexo 6.1 con la tarifa actual.
 Anexo 6.2 tarifa más un 200% de aumento.
 Anexo 6.3 con 500% de aumento.
 Anexo 6.4 con aumento igual a 750%.
 Anexo 6.5 aumento de 1000%.

Con esos valores se calculan el VAN y la TIR para evaluar la rentabilidad del proyecto.

| % Aumento | TIR | VAN |
|-----------|--------|-------------|
| 0 | - | \$ -397,391 |
| 200 | - | \$ -295,421 |
| 500 | -9.37% | \$ -142,465 |
| 750 | 0.72% | \$ -15,002 |
| 1000 | 6.33% | \$ 112,460 |

Tabla 6.4.1.3.1.10: Cálculo de VAN y TIR en función del aumento de la tarifa de gas

En los primeros casos no se pudo calcular el valor de la TIR ya que dentro de la vida útil del proyecto no se llega a recuperar la inversión inicial.

A continuación se presenta gráficamente como es la evolución del VAN en función de los mencionados aumentos de la tarifa del gas:

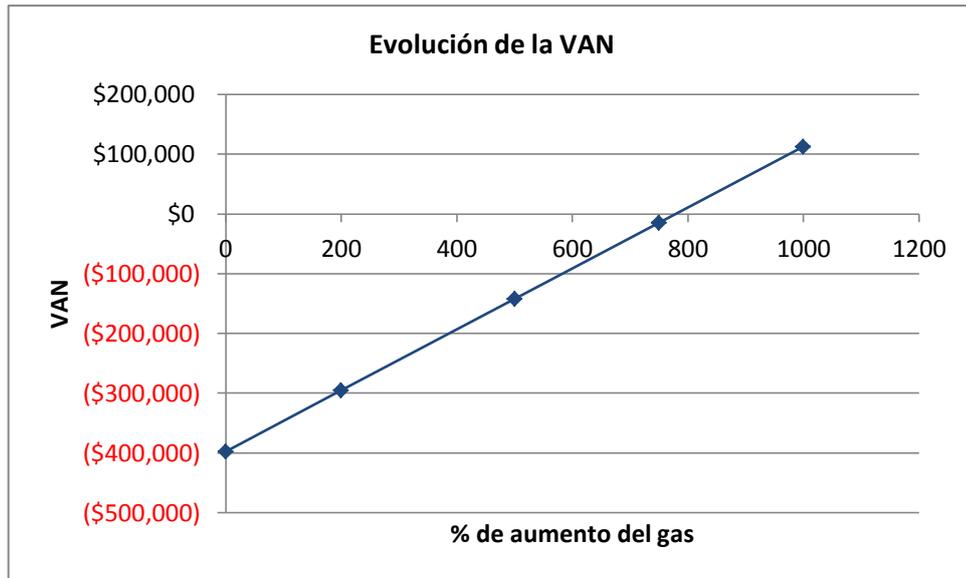


Gráfico 6.4.1.3.1.1: VAN en función del aumento de la tarifa de gas

Como se mencionó anteriormente, un proyecto es rentable cuando la VAN es mayor que cero, o sea, positiva.

Por lo tanto, en este caso, se puede decir que el proyecto es rentable en el único caso en que la tarifa de gas se vea aumentada en más de 780%.

Entonces, con la tarifa actual o con aumentos que estén por debajo del mencionado porcentaje no existe rentabilidad económica.

Si se tiene en cuenta el aspecto ambiental, ésta sigue siendo la solución más factible y saludable para el medio ambiente.

6.4.2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En el análisis de costos se mostrarán los diferentes costos existentes a la hora de realizar la instalación fotovoltaica.

Para realizar un mejor análisis se calculan los valores unitarios.

6.4.2.1. COSTOS INICIALES

Ingeniería: Es el precio de realizar el proyecto, en este caso, 4500 €.

Equipo de energía: Costo unitario de los paneles solares:

$$\frac{7916,2 \text{ €}}{11,7 \text{ kW}_p} = 676,6 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}_p} \right] \quad (6.4.2.1.1)$$

Equipos varios: Costo unitario de los diferentes equipos que integran la instalación solar fotovoltaica:

- Estructura de soporte de los módulos: Costo unitario de la estructura soporte de los paneles:

$$\frac{3360 \text{ €}}{73,51 \text{ m}^2} = 45,7 \left[\frac{\text{€}}{\text{m}^2} \right] \quad (6.4.2.1.2)$$

- Inversor: Costo unitario del equipo inversor respecto a su potencia nominal:

$$\frac{14208 \text{ €}}{11,7 \text{ kW}} = 1214 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \quad (6.4.2.1.3)$$

- Otros equipos eléctricos: Costo unitario de otros equipos necesarios en la instalación como son protecciones, conductores, canaletas, etc respecto a la potencia nominal de la instalación:

$$\frac{9495,72 \text{ €}}{11,7 \text{ kW}} = 812 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \quad (6.4.2.1.4)$$

- Instalación de la planta fotovoltaica: Costo unitario por kW de potencia nominal de instalación de la ejecución de la obra:

$$\frac{1692 \text{ €}}{11,7 \text{ kW}} = 145 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \quad (6.4.2.1.5)$$

Contingencias: Costo de prevención de incidencias, este costo de contingencias será de un 5% respecto al costo total de la instalación.

Finalmente:

$$\text{Costos iniciales totales: } 44525 \text{ [€]} \quad (6.4.2.1.6)$$

6.4.2.2. COSTOS ANUALES

Impuestos, seguros: Costo provocado por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos de la instalación, se considera un 0,5% de los costos iniciales de la instalación:

$$\text{Impuestos, seguro} = 212 \text{ [€]} \quad (6.4.2.2.1)$$

Mano de obra, mantenimiento: Costo anual de las diferentes labores de mantenimiento necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica. Se toma un 0,8% de los costos iniciales de la instalación:

$$\text{Mantenimiento} = 339 \text{ [€]} \quad (6.4.2.2.2)$$

A continuación se detallan los costos mencionados anteriormente:

| Costos Iniciales | | Unidad | Cantidad | Costo/unidad | Importe | Costo Relativo |
|--------------------------|--|----------------|----------|--------------|-----------|----------------|
| Ingeniería | | | | | | |
| Ingeniería, otros | | | 1 | € 5733.24 | € 5733.2 | |
| Sub total: | | | | | € 5733.2 | 12.9 % |
| Equipo Energía | | | | | | |
| Paneles fotovoltaicos | | kWp | 11.7 | € 676.62 | € 7916.4 | |
| Transporte | | | 0 | € | € - | |
| Sub total: | | | | | € 7916.4 | 17.8 % |
| Equipos varios | | | | | | |
| Soporte de paneles | | m ² | 73.5 | € 45.71 | € 3360.0 | |
| Inversores | | kW | 11.7 | € 1214 | € 14208 | |
| Otros equipos | | kWp | 11.7 | € 812 | € 9495.7 | |
| Instalación | | kWp | 11.7 | € 145 | € 1691.5 | |
| Transporte | | | 0 | € | € - | |
| Sub total: | | | | | 28755.2 | 64.6 % |
| Contingencias | | | | | | |
| Contingencias | | % | 5% | € 42405 | € 2120.3 | |
| Sub total: | | | | | 2120.3 | 5.0 % |
| Costos Iniciales Totales | | | | | € 44525.4 | 105 % |
| | | | | | | |
| Costos anuales | | Unidad | Cantidad | Costo/unidad | Importe | Costo Relativo |
| Obra y mantenimiento | | | | | | |
| Impuestos, seguro | | | 1 | € 212 | € 212.0 | |
| Mantenimiento | | | 1 | € 339 | € 339.2 | |
| Contingencias | | % | 5% | € 551 | € 27.6 | |
| Sub total: | | | | | 578.8 | 100 % |
| Costos Anuales Totales | | | | | € 578.8 | 100 % |

Tabla 6.4.2.2.1: Resumen de costos

6.4.2.3. ANÁLISIS FINANCIERO

Al igual que en el caso anterior, se pretende saber si la instalación será rentable.

6.4.2.3.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Para realizar el análisis financiero y poder calcular los parámetros antes citados, primero han de conocerse los ingresos producidos por la generación de energía eléctrica a partir de la captación de radiación solar por parte de los paneles fotovoltaicos.

Actualmente en el país, no existe una normativa que regule y permita inyectar energía a la red, es decir, si en la generación existe excedente no es posible venderlo a la empresa distribuidora y obtener un beneficio económico de su parte.

Se sabe que la energía generada durante un año, para este caso, es de 13,234 [MWh].

Para realizar un análisis financiero, es necesario conocer la tarifa que se aplica. Se recurre al régimen tarifario de la empresa EDEA que es la que provee la energía eléctrica en la ciudad de Mar del Plata.

Esta tarifa se encuentra en la sección Anexo. [Anexo 6.6]

En base a la potencia diaria que se consume en el edificio, aproximadamente 20 kW, ajusta como usuario de la tarifa 2 para demandas medianas.

El costo de la energía para este caso se presenta a continuación:

| · T2 - MEDIANAS DEMANDAS | | | |
|--|--------|--------|-----------|
| (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda) | | | |
| | T2BT | T2MT | |
| CARGO FIJO | 400,99 | 607,56 | \$/mes |
| CARGO POR POTENCIA EN PICO | 94,38 | 65,96 | \$/KW mes |
| CARGO POR POTENCIA FUERA PICO | 40,45 | 28,27 | \$/KW mes |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA EN PICO | 0,4553 | 0,4483 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA FUERA DE PICO | 0,4501 | 0,4422 | \$/KWh |

Tabla 6.4.2.3.1.1: Tarifa vigente de energía eléctrica

Al momento de calcular los costos de la energía eléctrica también se consideran los impuestos presentes en la factura.

Los mismos son un porcentaje del costo energético:

| Impuestos [%] | |
|-------------------|-----|
| IVA | 27 |
| Ley 23681 | 0.6 |
| Ley 11769 TER | 6 |
| Ley 11769 bis | 0.6 |
| Fondo compensador | 8 |

Tabla 6.4.2.3.1.2: Impuestos para usuario T2

En la siguiente tabla se presenta la demanda energética del edificio y además de la energía que es generada por los paneles fotovoltaicos, estos valores fueron calculados en el apartado 5.8.

| Energía [kWh/mes] | | |
|-------------------|----------------|----------------|
| Mes | Consumo | Produccion |
| Enero | 2278.7 | 1473.5 |
| Febrero | 2071.5 | 1313.3 |
| Marzo | 2278.7 | 1252.5 |
| Abril | 2175.1 | 963.2 |
| Mayo | 2278.7 | 781.4 |
| Junio | 2175.1 | 637.6 |
| Julio | 2278.7 | 724.8 |
| Agosto | 2278.7 | 884.6 |
| Septiembre | 2175.1 | 1101.5 |
| Octubre | 2278.7 | 1283.6 |
| Noviembre | 2175.1 | 1341.9 |
| Diciembre | 2278.7 | 1476.2 |
| TOTAL | 26722.4 | 13234.0 |

Tabla 6.4.2.3.1.3: Consumo energético del edificio y generación FV.

A continuación, se calcula, cuál sería el costo de comprarle a la empresa distribuidora esa energía que en este caso la generan los paneles fotovoltaicos. Es decir, el ahorro que se produce por generarla mediante la instalación solar.

| Mes | [\$/mes] | [€/mes] |
|--------------|----------------|---------------|
| Enero | 2059.1 | 131.4 |
| Febrero | 1986.8 | 126.7 |
| Marzo | 1959.4 | 125.0 |
| Abril | 1828.9 | 116.7 |
| Mayo | 1746.9 | 111.4 |
| Junio | 1682.1 | 107.3 |
| Julio | 1721.4 | 109.8 |
| Agosto | 1793.5 | 114.4 |
| Septiembre | 1891.3 | 120.6 |
| Octubre | 1973.4 | 125.9 |
| Noviembre | 1999.7 | 127.6 |
| Diciembre | 2060.3 | 131.4 |
| TOTAL | 32607.7 | 2080.1 |

Tabla 6.4.2.3.1.4: Costo de comprar la energía FV

Al momento de realizar el análisis financiero, se considera como ingreso al dinero que se ahorra por generar la energía mediante los paneles fotovoltaicos.

Es decir, lo calculado en la tabla anterior.

En cuanto al egreso de dinero, se consideran los costos de mantenimiento necesarios para la instalación.

Además se estima una vida útil del proyecto de 25 años.

Luego, se calculan la TIR y el VAN para evaluar la rentabilidad del proyecto.

En la siguiente tabla se presenta cuáles son los valores utilizados.

| Año | Inversión [€] | Ingreso [€] | Egreso [€] | TOTAL [€] |
|-----|---------------|-------------|------------|-----------|
| 1 | -44525.4 | 0.0 | 0.0 | -44525.4 |
| 2 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -43024.1 |
| 3 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -41522.8 |
| 4 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -40021.6 |
| 5 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -38520.3 |
| 6 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -37019.0 |
| 7 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -35517.7 |
| 8 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -34016.5 |
| 9 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -32515.2 |
| 10 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -31013.9 |
| 11 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -29512.6 |
| 12 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -28011.4 |
| 13 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -26510.1 |
| 14 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -25008.8 |
| 15 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -23507.6 |
| 16 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -22006.3 |
| 17 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -20505.0 |
| 18 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -19003.7 |
| 19 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -17502.5 |
| 20 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -16001.2 |
| 21 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -14499.9 |
| 22 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -12998.7 |
| 23 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -11497.4 |
| 24 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -9996.1 |
| 25 | 0.0 | 2080.1 | -578.8 | -8494.8 |

Tabla 6.4.2.3.1.4: Valores para calcular la TIR y la VAN

Finalmente:

| TIR | VAN |
|-----|----------------|
| - | \$ -573,305.88 |

Tabla 6.4.2.3.1.5: TIR y VAN calculadas

Se observa que no es posible calcular la TIR, esto se debe a que durante los años de vida útil de la instalación, no se llega a recuperar la inversión inicial.

Luego, del mismo modo que se consideraron aumentos en la tarifa del gas, también se considera que el gobierno realice ajustes en la tarifa eléctrica, es por ello que los cálculos se realizan considerando posibles aumentos que alcanzan un 200%.

En el anexo se presentan los valores de la comprar la energía fotovoltaica considerando el aumento de la tarifa.

Siendo, Anexo 6.7 para un aumento del 100% y en Anexo 6.8 un aumento del 200%.

Las tablas con los cálculos del VAN y la TIR, considerando el aumento de la tarifa, se encuentran en la sección anexo.

Siendo el Anexo 6.9 con un aumento del 100% y en el Anexo 6.10 se considera un aumento del 200%.

Los resultados obtenidos para el VAN y la TIR se presentan a continuación:

| % | VAN | TIR |
|-----|-------------|-----|
| 0 | \$ -573,306 | - |
| 100 | \$ -236,399 | -6% |
| 200 | \$ 100,509 | 4% |

Tabla 6.4.2.3.1.6: Variación del VAN y la TIR en función de aumentos de la tarifa

A continuación, se observa de manera gráfica la variación de la VAN con el aumento de la tarifa:

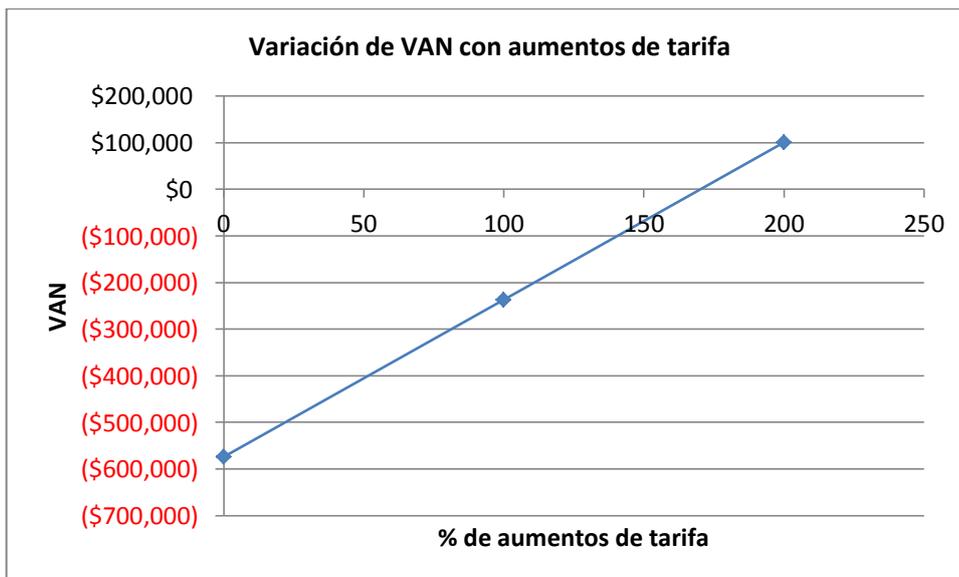


Gráfico 6.4.2.3.1.1: Variación de la VAN con el aumento de la tarifa eléctrica.

Como se observa, la VAN deja de ser negativa para aumentos de la tarifa que estén por encima del 170%.

Lo cual indica, que con la tarifa actual, no es rentable, en caso de que la tarifa aumente en más de 170% la instalación fotovoltaica, se vuelve económicamente rentable. Teniendo, por ejemplo, para el caso de un aumento de tarifa del 200%, 12 años para recuperar la inversión inicial, considerando 25 años de vida útil.

CAPÍTULO 7

7. ASPECTO AMBIENTAL

La energía es el motor que hace funcionar el mundo. Sin energía no podríamos iluminar nuestras casas ni tener calefacción, no podríamos ver la televisión ni desplazarnos en coches o autobuses cada día. Su uso forma parte de nuestro estilo de vida y es inherente al desarrollo de nuestra sociedad. Sin embargo, debemos ser conscientes de que las principales formas de energía que disfrutamos hoy en día se agotarán tarde o temprano. Las tres fuentes de energía más importantes de nuestro tiempo (el petróleo, el carbón y el gas natural) son fruto de la acumulación de restos orgánicos en la naturaleza desde hace millones de años. El uso masivo que hoy hacemos de ellas ha provocado una drástica disminución de sus reservas en tan sólo un siglo. En consecuencia, de mantenerse el modelo de consumo actual, los combustibles tradicionales dejarán de estar disponibles a medio plazo, bien por el agotamiento de las reservas, o porque su extracción habrá dejado de ser rentable.

Por eso resulta tan importante desarrollar nuevas tecnologías basadas en el aprovechamiento de los recursos renovables que, como su propio nombre indica, son inagotables, además de respetuosas con el medio ambiente. [80]

El Sol es, sin duda, una fuente de vida que puede satisfacer todas nuestras necesidades energéticas si aprendemos cómo aprovechar su luz y calor. Se produce con sus rayos, que llegan de manera ininterrumpida a nuestra atmósfera y su energía es renovable, limpia, y para todos.

7.1. EL PROTOCOLO DE KYOTO

El Protocolo de Kyoto es un acuerdo internacional asumido en 1997 en el ámbito de Naciones Unidas y firmado por las principales economías mundiales, 163 países, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que afectan al calentamiento del planeta.

Este acuerdo impone para 39 países que se consideran desarrollados (no afecta a los países en vías de desarrollo como Brasil, India o China) la contención o reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero.

7.1.1. EL EFECTO INVERNADERO

La vida en la tierra depende de la energía del sol. Un 30% de la luz solar es desviada por la atmósfera exterior y se dispersa en el espacio, el resto llega a la superficie del planeta la calienta, y de nuevo se refleja hacia arriba en lo que se llama radiación infrarroja.

El efecto invernadero es un fenómeno atmosférico por el cual algunos gases de la atmósfera retienen parte del calor emitido por el suelo.



Figura 7.1.1.1. Efecto invernadero

El calor que emite esta radiación infrarroja es absorbido por los gases de efecto invernadero (gases como el ozono, el vapor de agua, el metano, y el dióxido de carbono) y esto retrasa su escape a la atmósfera.

Estos gases representan un 1% de la atmósfera de la Tierra sin embargo tienen gran influencia en el clima, ya que atrapan el calor y rodean el planeta con una especie de manto de aire caliente. La temperatura promedio global de la tierra es de 15°C, sin este fenómeno la temperatura media de la tierra sería aproximadamente de -18 grados demasiado fría para mantener el ecosistema actual.

Si aumenta la emisión de gases efecto invernadero, estos retienen más calor y la temperatura de la tierra aumentaría. Esto se reflejaría en el clima, se produciría un cambio climático, aumentaría la desertificación.

Muchas zonas verdes se verían afectadas por el calor, se produciría el deshielo de los casquetes polares, cambiarían las estaciones, las aves y su ciclo reproductivo se vería afectado.

7.1.2. EL ACUERDO INTERNACIONAL DEL PROTOCOLO DE KYOTO

Para llevar a cabo esta reducción de emisiones según el Protocolo de Kyoto, se tomaron como base las emisiones generadas en el año 1990, de forma, que los países que acatan el protocolo deberán reducir sus emisiones en un 8%. Para verificar el cumplimiento se medirá la media de emisiones desde el año 2008 hasta el 2012.

La Unión Europea tiene fijada una reducción del 8%, si bien se realizó un reparto entre sus países miembros, de forma, que por ejemplo a España, se le consentiría un aumento en sus emisiones de 15% partiendo como base de sus emisiones en 1990. El problema para España radica, en que, hasta la fecha, estas emisiones han aumentado en un 53%, lo que complica en gran medida el cumplimiento del protocolo de Kyoto.

España no tomó medidas para cumplir el protocolo de Kyoto hasta 2004, por lo que está en una situación difícil, y muy posiblemente deberá comprar derechos de emisión a otros países que han conseguido reducir sus emisiones más de lo fijado.

De este modo se intentará que la unión europea cumpla sus previsiones. En el año 2002, la UE había conseguido reducir en un 2,9% sus emisiones con respecto a 1990. Estados Unidos es otro de los grandes protagonistas en el protocolo de Kyoto, ya que aunque firmo el acuerdo en 1998, lo rechazó posteriormente, y hasta el momento se niega a ratificarlo. Los miembros del tratado están estudiando nuevas fórmulas para que Estados Unidos y otros países muy contaminantes en vías de desarrollo, firmen el acuerdo y reduzcan sus emisiones.

7.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

7.2.1. IMPACTO AMBIENTAL

La perspectiva economicista de la energía solar fotovoltaica (ESFV) olvida un hecho fundamental; el bajo impacto ambiental de esta tecnología al ser comparada con otras fuentes energéticas. Si a los costos estándar de otras fuentes energéticas, les sumamos los costos ambientales derivados y otros costos asociados, las diferencias económicas entre la ESFV y las energías convencionales tienden a desaparecer.

Vamos reseñar los efectos medioambientales de la ESFV, para poder comparar después esta fuente energética con las fuentes de energía convencionales. Como avance de los resultados de este análisis, podemos señalar que los impactos medioambientales de la ESFV son ecológicamente asumibles, supuesto un correcto tratamiento o almacenaje de residuos y una correcta gestión del resto de los impactos ambientales. La adecuada y exigible gestión de los impactos medioambientales de la ESFV, convierten a esta fuente energética en uno de los medios de obtención de energía menos agresivos con el medioambiente.

7.2.2. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DE LA PRODUCCIÓN DE ESFV

La generación de electricidad mediante ESFV requiere la utilización de grandes superficies colectoras y por lo tanto de una cantidad considerable de materiales para su construcción. La extracción, producción y transporte de estos materiales son los procesos que suponen un mayor impacto ambiental.

La fabricación de un panel solar requiere también la utilización de materiales como aluminio (para los marcos), vidrio (como encapsulante), acero (para estructuras) etc,

siendo estos componentes comunes con la industria convencional. El progresivo desarrollo de la tecnología de fabricación de estructuras y paneles solares supondrá una reducción del impacto ambiental debido a estos conceptos.

En la producción del panel solar se produce un gasto energético que genera residuos, como partículas de NO_x , SO_2 , CO_2 etc. Esto se debe a que la energía utilizada en la fabricación del panel solar tiene su origen en la mezcla de fuentes energéticas convencionales del país de fabricación. Sin embargo, podemos afirmar que la emisión de estas sustancias debida a la fabricación de paneles solares es reducida, en comparación con la disminución en la emisión de sustancias de este tipo que supone la producción de electricidad por medios fotovoltaicos, en vez de con fuentes convencionales de energía. Un ejemplo de esto es que la producción de la misma cantidad de potencia hora por año en una moderna y eficiente central térmica de carbón, supone la emisión de más de 20 veces el CO_2 que si la producción de la misma cantidad de energía se realizara mediante módulos de Si mono o policristalino fabricados en pequeña escala. La producción de electricidad mediante paneles solares de Si mono o policristalino fabricados en gran escala, disminuye aún más la emisión de CO_2 , llegándose a reducir hasta cerca de 200 veces la cantidad emitida respecto a una central térmica de carbón. La proporción de entre 100 y 200 veces menos cantidad de residuos se mantiene favorable a la ESFV cuando se analizan las emisiones de NO_x , SO_2 producidas por una central térmica de carbón.

La obtención de silicio de grado metalúrgico es requerida en grandes cantidades para la industria del acero, siendo una pequeña proporción de este material la dedicada a la fabricación de las obleas de silicio. La emisión de polvo de sílice es uno de los inconvenientes de esta industria. La purificación del silicio implica el uso de materiales tales como xilano, mientras el dopado precisa utilizar pequeñas cantidades de compuestos tóxicos, tales como diborano y fosfina. También se precisa utilizar agentes agresivos, tales como el ácido sulfúrico. Todos estos compuestos y procesos son utilizados en la industria metalúrgica y electrónica no constituyendo, por tanto, un nuevo factor a considerar. En la producción masiva de células solares, deberá estar contemplado un correcto tratamiento de los residuos, tarea asumible al ser conocidos y estar desarrollados estos métodos para grandes producciones en industrias similares a la de producción de células, como las industrias electrónicas.

Para el caso de las células con CdS y CdTe, se estima que se precisan menos de 200 kg de compuestos de Cadmio para producir 2 MW anuales de células solares de esta tecnología. A efectos de comparación, hay que considerar que la producción mundial de Cd se sitúa en 20000 TM, teniendo por tanto la producción de células solares de esta tecnología un impacto ambiental muy reducido. Como comparación podemos señalar que mientras las pilas de NiCd están constituidas por un 15 % de su peso en Cd, 1 kW de paneles solares (de tecnología Apolo) contendrá 80 g de Cd en forma de CdS y CdTe (nunca de Cd puro), es decir menos de un 0,1 % en peso. Al final de la vida útil de estos módulos, se plantea la posibilidad del vertido en

depósitos controlados pues, según normas de los USA y de la CE, estos paneles serían considerados como un residuo no peligroso. Sin embargo resulta aconsejable poner en funcionamiento los procesos de reciclado ya plenamente identificados, aunque no puestos en práctica. Otra tecnología de lámina delgada, denominada de células CIS supone un contenido aún menor de Cd que en las células de CdTe, reduciendo su contenido en dos órdenes de magnitud respecto a estas.

Otros impactos ambientales de esta fuente energética están relacionados con las infraestructuras necesarias para la operación de la ESFV. Quizás el factor más conocido y esgrimido contra la ESFV es la ocupación de espacio por parte de los paneles solares no integrados en la arquitectura. Hay que añadir también la ocupación de terreno debido a carreteras, líneas de transmisión instalaciones de acondicionamiento y almacenamiento de energía, subestaciones, etc. Estos factores afectan, esencialmente a las grandes centrales FV. Desde el movimiento ecologista, se apuesta por un desarrollo prioritario de la ESFV integrada en la arquitectura y de un modo más simple, aprovechando la superficie de tejados y fachadas ya disponibles.

Finalmente se puede señalar la existencia de fuentes contaminantes relacionadas con la producción de ESFV aunque no sean debidas a la producción de paneles solares. Esta contaminación proviene de la fabricación de equipos tales como inversores, reguladores, estructuras de soporte, cables y especialmente acumuladores. Algunos de estos sistemas están presentes, necesariamente, en todas las instalaciones de ESFV, haciendo así depender el análisis del tipo de instalación considerada.

7.2.3. ESFV Y ENERGÍA CONVENCIONAL

El impacto medioambiental de las fuentes de energía incluye factores como daños a los bosques por lluvia ácida, contaminación y calentamiento del planeta por efecto invernadero, el impacto sobre la salud humana, animal y vegetal debido a accidentes nucleares o vertidos y escapes de sustancias peligrosas, etc. El peso global de estos costos es más alto en las energías convencionales que en las energías renovables.

Uno de los principales argumentos esgrimidos en contra de la ESFV es la cantidad de suelo ocupado por sus instalaciones. Sin embargo, este argumento no es un inconveniente real para la implantación de este tipo de energía. La consideración de todos los factores que contribuyen a la ocupación del suelo (minería, construcciones etc), sitúan, en este aspecto a la ESFV en un lugar parecido al de las centrales térmicas e incluso en un mejor lugar que a algunas de las tecnologías actuales para la obtención de energía.

Esta crítica surge de valoraciones interesadas, que no tienen en cuenta todos los factores implicados en la ocupación y destrucción de terrenos para la producción de energía por métodos convencionales.

Como ejemplo de la proporción de terreno ocupada por la ESFV, podemos señalar que una planta fotovoltaica ocupa el mismo espacio por kWh producido que el embalse de Iguazú (a pesar de ser este uno de los embalses más compactos del mundo) y bastante menos que los embalses españoles.

La degradación del suelo y la contaminación del agua son consecuencia, en parte, del uso extensivo de energías de origen químico y orgánico. Un mayor uso de energías alternativas reduciría esta agresión al medioambiente por parte de las energías convencionales.

La desertización tiene su origen en la sobreexplotación de la vegetación para satisfacer las necesidades de alimento y de combustible, en ausencia de otras fuentes de energía. Esta situación, observable especialmente en países en vías de desarrollo, sería paliada por el uso de energías alternativas.

El consumo de agua necesario para la operatividad de una instalación de ESFV resulta ser el más bajo en comparación con cualquier otro tipo de instalación de producción energética (solo se precisa agua durante los procesos de producción de los componentes de los sistemas fotovoltaicos).

Los avances industriales en la fabricación de paneles solares se dirigen en el sentido de reducir pérdidas de material al cortar las obleas para la fabricación de células solares. Este ahorro de material supone, además de un beneficio económico, disminuir la emisión de contaminantes generados por la producción de la energía necesaria para fabricar las obleas. Asimismo, la progresiva fabricación de volúmenes más importantes de paneles solares, reduce proporcionalmente la inversión energética necesaria.

Una nueva perspectiva para el ahorro energético y de material en la fabricación de paneles solares se abre con la introducción de paneles solares sin marco de aluminio. Como consecuencia de ello, están siendo desarrollados nuevos conceptos de fijado a las estructuras de soporte, como por ejemplo el pegado de los paneles solares.

La optimización de las estructuras de soporte ha de conducir a la reducción de la inversión energética y de material en la fabricación de sistemas fotovoltaicos.

En conclusión, la ESFV resulta ser, al contrario que la mayoría de las energías convencionales, prácticamente inocua durante la fase de explotación. Durante la fase de fabricación ha de exigirse la correspondiente integración en la cadena de producción de los métodos de control, almacenamiento o reciclado de residuos.

7.2.4. BENEFICIOS ECOLÓGICOS DE LA ENERGÍA SOLAR

La Energía Solar Fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituyen frente a los combustibles fósiles, contribuye al autoabastecimiento energético nacional y por lo tanto social, con un impacto comparativamente mucho menor que las fuentes convencionales de energía.

Los efectos de la energía solar fotovoltaica sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

- **Clima:** la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.
- **Geología:** Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.
- **Suelo:** Al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características físico-químicas del suelo o su erosionabilidad es nula.
- **Aguas superficiales y subterráneas:** No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.
- **Flora y fauna:** La repercusión sobre la vegetación es nula, y, al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves.
- **Paisaje:** Los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual. Además, al tratarse de sistemas autónomos, no se altera el paisaje con postes y líneas eléctricas.
- **Ruidos:** El sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor en viviendas aisladas.
- **Medio social:** El suelo necesario para instalar un sistema fotovoltaico de dimensión media, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto. Además, en gran parte de los casos, se pueden integrar en los tejados de las viviendas.

Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno; como es el caso de los espacios naturales protegidos.

Producir 1kWh en nuestro país resulta en emitir 0.75Kg promedio de CO₂ a la atmósfera por los hidrocarburos quemados.

Un sistema solar fotovoltaico de 10kWp genera en promedio 40 kWh de electricidad a la red diariamente y elimina al año la emisión de 11 toneladas de CO₂ (A=80m²)
Un sistema solar fotovoltaico de 400kWp genera en promedio 1.6 MWh de electricidad a la red y elimina al año la emisión de 440 toneladas de CO₂ (A= 4000 m²). [81]

7.3. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

7.3.1. IMPACTO AMBIENTAL

- Paisaje

El paisaje, es un factor ambiental de primer orden y es el aspecto ambiental sobre el que más incide este tipo de energía, y que tiene más difícil corrección cuando las plantas solares se instalan en medios rurales o en escenarios naturales de especial valor. Para una correcta implantación de los parques solares se debe considerar este factor y evitar romper dentro de lo posible la armonía con el entorno circundante. Las placas solares, dada su composición y características, son difícilmente integrables en un entorno sin construcciones; y los reflejos de este tipo de estructuras son visibles a grandes distancias en muchas ocasiones. El paisaje y la apreciación del mismo tienen un fuerte componente subjetivo al tratarse de un elemento estético. El único modo de atenuar el impacto es elegir los emplazamientos correctamente. Para la estimación de los efectos se pueden elaborar mapas en los que aparezcan reflejadas las cuencas visuales, esto permite establecer las áreas de visión de las plantas con gran exactitud. Como medida correctora obvia, y que se puede incorporar a las simulaciones visuales previas a la realización, está muy extendida la creación de pantallas, preferiblemente vegetales, que se interpongan entre los observadores y el parque solar. Las pantallas, cuando son viables, deben realizarse preferiblemente con vegetación autóctona y su altura y características se elegirán en cada caso concreto, no pudiendo realizarse generalización alguna sobre las mismas.

- Suelos

La pérdida de suelo provocada por los parques es permanente durante la vida útil de los mismos. Se debe considerar también la ocupación por las instalaciones anexas a la planta solar fotovoltaica y el tendido eléctrico.

Hay que realizar un estudio ambiental que pondere el uso de tierras a la producción de energía. Intentando descartar siempre aquellas de gran potencial agrícola a favor de otras con menor capacidad biológica.

Las posibilidades de contaminación del suelo durante la fase de construcción o funcionamiento son escasas si se toman las precauciones necesarias durante la implantación y las labores de mantenimiento. Se deben también extremar las precauciones en la nivelación de los suelos de los parques, con el objeto de preservar la capa de tierra fértil para el acondicionamiento posterior de toda la instalación.

La ocupación del suelo motiva, en muchos casos, la desestructuración de los mismos y la pérdida de la cobertura vegetal. Este proceso motiva que se favorezcan procesos de erosión y en consecuencia pérdida de suelo. La realización de siembras y la realización de labores de mantenimiento adecuadas evitan eficazmente este problema.

- Flora

Como se ha comentado se debe evitar la localización de los parques en espacios naturales de especial interés. La presencia de endemismos o especies protegidas es también un factor limitante para la implantación de los huertos solares y es preferible elegir emplazamientos alternativos a implantar costosas medidas correctoras para su desarrollo. La realización de estudios de vegetación previos, es en muchos casos imprescindible. En los casos en los que haya presentes especies arbóreas, de interés o dignas de protección, en la disposición de las placas se deben respetar los pies y la zona inmediata de los mismos para preservar su correcto desarrollo. En estos casos se debe considerar, por motivos técnicos, el efecto de sombreado que producen las copas de los árboles. De igual modo se deben preservar también en la medida de lo posible los linderos de las parcelas, al ser un nicho ecológico importante dentro de los ecosistemas rurales.

- Fauna

Aunque se cita con frecuencia que los parques solares no tienen un impacto apreciable sobre la fauna, se debe tener en cuenta que los grandes parques o el efecto sinérgico de varios situados en las proximidades, pueden afectar a la cadena trófica desde sus eslabones básicos deteriorando el ecosistema. Tienen los huertos solares especial influencia sobre las especies que nidifican en superficie sobre terrenos de secano, barbecho o pastizal que son utilizados frecuentemente para la instalación de los parques. El ejemplo más relevante en nuestro país lo representa la avutarda cuyo nicho ecológico está muy ligado a las tierras de cultivo. Estudios faunísticos deben de realizarse previamente para anticipar problemas.

Otras afecciones como las producidas al sistema hidrológico son fáciles de corregir y la influencia sobre las condiciones de escorrentía no suelen ser apreciables.

De igual modo los estudios arqueológicos previos aseguran que los parques no se asientan sobre restos de interés. Aunque también hay que tener en cuenta que la pequeña profundidad de las estructuras de anclaje no presenta en muchos casos riesgo apreciable para los posibles restos enterrados.

El resto de factores ambientales implicados no merecen mención alguna, y la adopción de medidas preventivas o correctoras minimiza o anula el impacto de las instalaciones sobre estos factores. [82]

7.4. EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTES

A continuación, en base a los consumos del edificio se van a calcular las emisiones de CO₂ que se generan a causa de los mismos y luego se va a realizar la comparación con las emisiones que se ahorran por la generación mediante energía solar.

Para poder obtener los equivalentes, se tiene en cuenta la siguiente tabla para el caso de factor de emisión de consumo eléctrico:

| | Consumo anual | Unidades de medida física | Factor de emisión (Kg de CO ₂ eq/kWh) | | Kg de CO ₂ eq |
|--------------|---------------|---------------------------|--|------------------------------|--------------------------|
| Electricidad | 1 | kWh | 0.385 | Kg de CO ₂ eq/kWh | 0.385 |

Tabla 7.4.1: Factor de emisión de consumo eléctrico

El factor de emisión para combustibles se observa en la siguiente tabla:

| Combustible | Consumo anual | Unidades de medida física | Factor de conversión | | kWh | Factor de emisión (Kg de CO ₂ eq/kWh) | | Kg de CO ₂ eq |
|-----------------------|---------------|---------------------------|----------------------|---------------------|---------|--|------------------------------|--------------------------|
| Gas natural | 1 | Nm ³ | 10.7056 | kWh/Nm ³ | 10.7056 | 0.2016 | Kg de CO ₂ eq/kWh | 2.15824896 |
| Gasoil | 1 | Litros | 10.6 | kWh/l | 10.6 | 0.2628 | Kg de CO ₂ eq/kWh | 2.78568 |
| Fuel | 1 | Kg | 11.1611 | kWh/Kg | 11.1611 | 0.2736 | Kg de CO ₂ eq/kWh | 3.05367696 |
| GLP Genérico | 1 | Kg | 12.6389 | kWh/Kg | 12.6389 | 0.234 | Kg de CO ₂ eq/kWh | 2.9575026 |
| Carbón nacional | 1 | Kg | 5.6972 | kWh/Kg | 5.6972 | 0.4032 | Kg de CO ₂ eq/kWh | 2.29711104 |
| Carbón de importación | 1 | Kg | 7.0917 | kWh/Kg | 7.0917 | 0.3564 | Kg de CO ₂ eq/kWh | 2.52748188 |
| Gas butano | 1 | Nº de bombonas o Kg | 12.4389 | kWh/Kg | 12.4389 | 0.2383 | Kg de CO ₂ eq/kWh | 2.96418987 |

Tabla 7.4.2: Factor de emisión para combustibles

Teniendo en cuenta otros elementos se tiene la siguiente tabla:

| Producto | Consumo anual | Unidades de medida física | Factor de emisión (Kg CO ₂ eq/ud) | | Kg de CO ₂ eq |
|-----------------|---------------|---------------------------|--|---|--------------------------|
| Papel común | 1 | Kg | 3 | Kg de CO ₂ eq/Kg de papel común | 3 |
| Papel reciclado | 1 | Kg | 1.8 | Kg de CO ₂ eq/Kg de papel reciclado | 1.8 |
| Agua | 1 | m ³ | 0.788 | Kg de CO ₂ eq/m ³ de agua | 0.788 |

Tabla 7.4.3: Factor de emisión para otros

7.4.1. GENERACIÓN DE AGUA CALIENTE SANITARIA

Sabiendo el consumo energético del edificio para la generación de agua caliente sanitaria, calculamos el equivalente de emisiones de CO₂ que genera.

A continuación se presentan nuevamente el consumo diario y anual estimado:

| Consumo diario | | | |
|----------------|------------|---------|-----------------------|
| kJ | kCal | kWh | m ³ de gas |
| 145132.9 | 34671.0 | 40.3 | 3.8 |
| Consumo anual | | | |
| kJ | kCal | kWh | m ³ de gas |
| 52973516.9 | 12654925.2 | 14714.9 | 1379.9 |

Tabla 7.4.1.1: Tabla de consumos estimados

Entonces, se realiza el cálculo de emisiones de CO₂ en caso de que se produzca el agua caliente sanitaria con electricidad o con gas de red:

| | Consumo | Kg de CO ₂ eq |
|-----------------------------------|---------|--------------------------|
| Electricidad [kWh/día] | 40.3 | 16 |
| Electricidad [kWh/año] | 14714.9 | 5665 |
| Gas Natural [m ³ /día] | 3.8 | 8 |
| Gas Natural [m ³ /año] | 1379.9 | 2978 |

Tabla 7.4.1.2: Equivalentes de CO₂ generados por electricidad o gas de red

Teniendo en cuenta que una parte de la energía que se consume es generada por los colectores solares, se calcula cual es el ahorro de emisiones de CO₂:

| AHORRO DE CO ₂ | Consumo | Kg de CO ₂ eq | Ahorro [%] |
|-----------------------------------|---------|--------------------------|------------|
| Electricidad [kWh/año] | 8219.7 | 3165 | 56 |
| Gas Natural [m ³ /año] | 770.8 | 1664 | 56 |

Tabla 7.4.1.2: Emisiones de CO₂ que se ahorran por generación fototérmica

El ahorro de emisiones a la atmósfera es de alrededor del 56 %, lo que implica un amplio beneficio a la misma.

Se observa que la generación del agua caliente sanitaria mediante gas emite aproximadamente la mitad de emisiones de CO₂ frente a la generación mediante energía eléctrica.

7.4.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

A continuación se realiza un estudio similar al anterior pero en base a las emisiones que se generan por el consumo de electricidad del edificio y luego se va a calcular el ahorro que se produce por la generación fotovoltaica.

| Electricidad | | Kg de CO ₂ eq | Ahorro [%] |
|-------------------|---------|--------------------------|------------|
| Consumo [kWh/año] | 26722.4 | 10288 | 49.5 |
| Ahorro [kWh/año] | 13234.0 | 5095 | |

Tabla 7.4.2.1: Emisiones de CO₂ equivalentes instalación fotovoltaica

Como se puede observar se produce un ahorro cercano al 50% a causa de la generación eléctrica con paneles fotovoltaicos.

7.5. EMISIONES TOTALES

Si tenemos en cuenta ambas instalaciones del edificio, la térmica y la voltaica, el ahorro de emisiones que se produce se presenta en la siguiente tabla, además, se tiene en cuenta si la generación del agua caliente se hace con gas de red o con electricidad:

| AHORRO DE CO ₂ | Kg de CO ₂ eq |
|-----------------------------------|--------------------------|
| Electricidad [kWh/año] | 8260 |
| Gas Natural [m ³ /año] | 6759 |

Tabla 7.5.1: Ahorro de emisiones de CO₂ totales

CAPÍTULO 8

8. CONCLUSIÓN

La energía solar es un tipo de energía limpia que no produce impacto en el medio ambiente. Su uso está aumentando principalmente en países más desarrollados, aunque aún en países en vías de desarrollo el costo de esta energía sigue siendo alto.

Al utilizar un recurso renovable para abastecer una parte de los consumos energéticos del edificio se está contribuyendo al medio ambiente, esto es, debido a la reducción que se logra en la emisión de gases contaminantes.

Por otro lado, al encarecerse los precios de la energía convencional debido a la eliminación de los subsidios en tanto gas como electricidad, con el uso de la energía solar se obtiene un beneficio económico a lo largo de la vida útil de la instalación.

8.1. INSTALACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA

En cuanto a la generación de agua caliente sanitaria mediante los colectores solares, se puede concluir que con la instalación de 5 colectores se alcanza a cubrir, en promedio anual, un 79% de la demanda total. El resto de la demanda, se deberá satisfacer mediante energía auxiliar como puede ser el gas de red.

El mayor porcentaje de cobertura de la demanda se produce en el verano, siendo cercano al 97% del total.

La mayor parte de los insumos seleccionados pertenecen a empresas Europeas, ya que en el país no se fabrican o no cumplen con los requisitos de proyecto. Si bien en ciertas provincias se están empezando a fabricar implementos para esta tecnología, por el momento es algo muy incipiente.

Desde el punto de vista económico, con las tarifas vigentes, no resulta rentable. En caso de producirse un aumento de las mismas cercano al 800% la instalación podría volverse rentable a lo largo de su vida útil, es decir, se lograría amortizar la inversión inicial.

Desde el punto de vista ambiental, es muy favorable debido a que se reduce en un 56 % la emisión de contaminantes a la atmósfera, precisamente de CO₂.

8.2. INSTALACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para la instalación de generación fotovoltaica se ha realizado una estimación de los posibles consumos del edificio. Se prevé que el consumo se mantenga constante a lo largo del año. A la hora de dimensionar la instalación se busca cubrir el 50% de la demanda con generación fotovoltaica.

Como se trata de una instalación conectada a la red, el resto de energía necesaria para suplir las demandas se tomará de la misma.

Por el momento la legislación Nacional no lo permite, pero si existiera un exceso de energía generada, debido a una reducción de los consumos, ese excedente se inyectaría a la red y se vendería a la empresa distribuidora.

Se decide colocar 45 paneles solares. El rendimiento de estos paneles, por ser de tipo policristalino no es muy alto, varía entre un 12 a 14%.

Al igual que la instalación térmica, la mayor parte de los productos son importados y esto implica un alto costo de inversión inicial.

Desde el punto de vista económico, considerando las tarifas que rigen en la actualidad, la instalación no es rentable.

Cuando se consideran posibles aumentos de la tarifa eléctrica, la instalación se vuelve rentable si los mismos superan el 170% del valor actual. Es decir, que dentro de los 25 años de vida útil considerada se consigue un retorno de la inversión inicial.

Ambientalmente, con esta instalación se reduce en un 50% las emisiones de CO₂ a la atmósfera, resultando entonces realmente beneficioso.

ANEXO I

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

a) REFERENCIAS INTRODUCCIÓN

1. Conicet, Mendoza. Definición de Energía,
<<http://www.cricyt.edu.ar/enciclopedia/terminos/Energ.htm>>

b) REFERENCIAS CAPÍTULO 1

2. Wikipedia, Energía, <es.wikipedia.org/wiki/Energía>
3. Endesa Educa, La Energía,
<http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/i.-la-energia-y-los-recursos-energeticos>
4. Ministerio de Energía, Chile. La Energía.
http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/la_energia.html>
5. Energía Nuclear. Energías Renovables. http://energia-nuclear.net/energias_renovables.html>
6. Instituto Nacional de Tecnologías Educativas de formación del profesorado, INTEF. Energía.
<http://recursostic.educacion.es/eda/web/eda2008/profesores_newton/practicas_newton/p3/Eda2008%20Newton/fernandez_munim/textos/5fuentes/5bclasificacion.htm>
7. Foro de la Industria Nuclear Argentina, Rincón educativo. Fuentes no renovables.
<http://www.rinconeducativo.org/ahorraEnergia/fuentes_de_energa_no_renovables.html>
8. CEFIR, Centro de Formación para la Integración Regional.
<http://cefir.org.uy/atlas/index.php?option=com_content&view=article&id=1:la-matriz-energetica-mundial&catid=1:fichas1-7&Itemid=2>

9. Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la república Argentina. Diciembre 2014. <<http://www.melectrico.com.ar/web/pdfs/CNEA/cnea-diciembre2014.pdf>>
10. IRENA (International Renewable Energy Agency). <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/_LatinAmericaComplete.pdf>
11. Información Legislativa y Legal, InfoLEG. Ley Nacional 26190. <<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/norma.htm>>
12. Información Legislativa y Legal, InfoLEG. Ley Nacional 25.019 <<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/50000-54999/53790/norma.htm>>
13. Argentina Eólica. Resolución SE 108/11. <http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/images/stories/Publicaciones/Ver_Resolucion.pdf>
14. Legislación de la Provincia de Córdoba. <<http://web2.cba.gov.ar/web/leyes.nsf/85a69a561f9ea43d03257234006a8594/dac89172a9413a900325727a005cafb1?OpenDocument>>
15. Legislación de la Provincia de Buenos Aires <<http://www.gob.gba.gov.ar/legislacion/legislacion/l-12603.html>>
16. Legislación ambiental de la provincia de Chubut. <<http://casaconsult.awardspace.com/sitio/legislacion/chubut/ley4389.htm>>
17. Sitio oficial del Gobierno de La Pampa. <<http://www.lapampa.gov.ar/ano-2007leyalg1/20118-ley-no-2380.html>>
18. Estructplan. Legislación de la Provincia de Mendoza. <<http://www.estrucplan.com.ar/Legislacion/Mendoza/Leyes/Ley07822.asp>>
19. Sitio Argentino de Producción Animal. Legislación de la Provincia de Misiones. <<http://www.produccion-animal.com.ar/Biodigestores/38-Politicass.pdf>>

20. Información Legislativa y Legal, InfoLEG. Decreto 562/2009.
<<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/150000-154999/153580/norma.htm>>
21. Estructplan. Legislación de la Provincia de Santa Cruz.
<<http://www.estrucplan.com.ar/Legislacion/Santa%20Cruz/Leyes/Ley02796.asp>>
22. Ciudades Solares. Reglamentación de la Ordenanza Solar de Rosario Nro. 8784. <<http://www.ciudadessolares.org.ar/wp/wp-content/uploads/2014/08/Reglamentacion-de-la-Ordenanza-Solar-de-Rosario-Nro.-8784.pdf>>
23. Dirección General y Centro Documental de Información y archivo Legislativo. CEDOM.
<<http://www.cedom.gov.ar/es/legislacion/normas/leyes/ley4024.html>>
24. Energías Alternativas, Giafa. <<http://www.giafa.com.ar/noticias/195>>
25. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
<<http://www.minenergia.cl/ley20571/wp-content/uploads/2015/03/Ley20.571.pdf>>
26. Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, UTE.
<http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/clientes/Decreto173_2010.pdf>
27. Ministerio de electricidad y energía renovable de Ecuador. COPELEC.
<http://www.conelec.gob.ec/normativa/CONELEC_004_11_ERNC.pdf>
28. Colegio de Aparejadores, Arquitectos Técnicos e Ingenieros de Edificación de Barcelona.
<http://www.apabcn.cat/Documentacio/areatecnica/legislacio/CTE_DB_HE.pdf>
29. Iresud Energía Solar, Normativa, <<http://iresud.com.ar/quieres-saber-mas/normativa/>>

c) REFERENCIAS CAPÍTULO 2

30. Monografías.com, Tipos de Energía,
<http://www.monografias.com/trabajos84/tipos-energia/tipos-energia.shtml#energiasoa>
31. H. Grossi Gallegos, Disponibilidad y características de la radiación solar en Latinoamérica, <
http://www.psa.es/webesp/projects/solarsafewater/documents/cursos/dia_14/6.%20Hugo%20Grossi.pdf>
32. Wikipedia, Radiación Electromagnética,
<http://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n_electromagn%C3%A9tica>
33. Wikipedia, Radiación Solar,
<http://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n_solar>
34. Wikipedia, Irradiancia, < <http://es.wikipedia.org/wiki/Irradiancia>>
35. Ing. Raúl R. Prando, Energías Renovables en la industria de procesos,
<<http://www.fing.edu.uy/iq/cursos/qica/industria/EERR-Solar.pdf>>
36. FOCER, Manuales sobre energía renovable, Solar Térmica
37. Wikipedia, Energía Solar,
<http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar>
38. Documento Básico, HE, Ahorro de Energía,
<http://www.codigotecnico.org/cte/export/sites/default/web/galerias/archivos/documentosCTE/DB_HE/DBHE-2013-11-08.pdf>

d) REFERENCIAS CAPÍTULO 3

39. Ministerio de Desarrollo Social, Gobierno de Entre Ríos, Blog Centros de Integración Comunitarios, <<http://entrerioscic.blogspot.com.ar/>>
40. Wikipedia, Mar del Plata.
<https://es.wikipedia.org/wiki/Mar_del_Plata#cite_note-46>
41. Atmospheric Science Data Center, NASA
<<https://eosweb.larc.nasa.gov/>>

42. Influencia del ángulo de inclinación de una superficie captadora solar sobre la radiación incidente
<<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar08/HTML/articulo03.htm>>
43. Inbradi, Instalaciones Eléctricas. Orientación paneles solares.
<<http://inbradi.com/perdidas-en-la-produccion-por-inclinacion-y-orientacion-en-instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica/>>
44. ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10 para plantas fotovoltaicas

e) REFERENCIAS CAPÍTULO 4

45. CONICET U N Sa, Colectores solares para agua caliente.
46. Instituto Nacional de Tecnología Industrial, INTI. Colectores Solares.
<http://www.inti.gob.ar/e-renova/pdf/colectores_solares_aguacaliente.pdf>
47. Vicente Gallardo, Bodega “Fuente del toro” Generación de energía térmica con sistemas solares de baja temperatura y bomba de calor geotérmica.
<http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:36144/componente36143.pdf>
48. Biblioteca de Ingeniería. Universidad de Sevilla.
<<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70237/fichero/4.+CAPITULO+2.+INTRODUCCI%D3N.pdf>>
49. Eliseo Sebastián. Consultor en gestión de Medio Ambiente.
<<http://eliseosebastian.com/sistemas-de-colector-cilindrico-parabolico/>>
50. CONICET U N Sa. Colectores solares para agua caliente.
<http://www.inti.gob.ar/e-renova/pdf/colectores_solares_aguacaliente.pdf>
51. SALVADOR ESCODA S.A. Manual Técnico Energía Solar Térmica –
Página 287-

52. Instalación de energía solar para producción de ACS en una residencia de estudiantes. Alejandro Berro Ramírez
<<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/90127/fichero/Para+imprimir%252FDocumentos%252FMemoria+descriptiva.pdf>>

53. IDEA, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Pliego de Condiciones Técnica de Instalaciones de Baja Temperatura
<http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf>
Página 13.

54. IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, Guía Técnica, Agua Caliente Sanitaria Central,
<http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_08_Guia_tecnica_agua_caliente_sanitaria_central_906c75b2.pdf>

55. Reglamentación de la Ordenanza Solar de la ciudad de Rosario, Argentina. <<http://www.ciudadessolares.org.ar/wp/wp-content/uploads/2014/08/Reglamentacion-de-la-Ordenanza-Solar-de-Rosario-Nro.-8784.pdf>> Inciso 3.

56. Sistemas solar-térmicos: algoritmo operativo para aplicar el método F-Chart en la evaluación de colectores solares.
<<http://www.utpl.edu.ec/jorgeluisjaramillo/wp-content/uploads/2010/06/solartermicos-algoritmo-metodo-f-chart.pdf>>

57. Estudio de la Contaminación del agua de las cuencas de las Sierras de Tandil.
<https://books.google.com.ar/books?id=E7g6MA_E6M0C&pg=PA47&lp_g=PA47&dq=temperatura+del+agua+de+pozo+mar+del+plata&source=bl&ots=JjYodY6PuO&sig=BQuVhuhPCSled7l4lePkrwkk_EQ&hl=es&sa=X&ei=ykaQVeWSIsOVNv_jjNAD&ved=0CFwQ6AEwBzgK#v=onepage&q=temperatura%20del%20agua%20de%20pozo%20mar%20del%20plata&f=false> Página 47.

58. Decreto 351/79, “Higiene y seguridad en el trabajo”, Anexo 7, Protección contra incendios.
<<http://www.estrucplan.com.ar/Legislacion/Nacion/Decretos/Dec00351-79-Anexo7.htm>>

59. Temperatura media de Mar del Plata. ClimateOrg. <<http://es.climate-data.org/location/1892/>>

60. Taller Ecologista, Ordenanza Solar Rosario.
<<http://tallerecologista.org.ar/menu/archivos/propuesta%20de%20reglamentacion.pdf>>
61. Instalaciones específicas para el funcionamiento de un polideportivo.
Sergio Castarnado Leal. Página 37.
<<http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/11093/2/Mem%C3%B2ria.pdf>>
62. Guía Técnica, agua caliente sanitaria central.
<http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_08_Guia_tecnica_a_agua_caliente_sanitaria_central_906c75b2.pdf> Página 48.
63. Diseño de un sistema de captación de energía solar térmica para la producción de agua caliente sanitaria en un edificio de viviendas.
Gisela Sánchez.
<<http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/11549/5/ANEXOS%20DE%20C%C3%81LCULOS.pdf>>
64. Wikipedia, Bomba Hidráulica,
<http://es.wikipedia.org/wiki/Bomba_hidr%C3%A1ulica>
65. Sección HE 4 Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.
<<http://www.terra.org/data/cteseccionhe4.pdf>>
66. Grundfos, Product Center <<http://product-selection.grundfos.com>>
67. Javier Ponce Formación Técnica, Cálculo del vaso de expansión de una instalación térmica, < <http://javiponce-formatec.blogspot.com.ar/2013/09/calculo-del-vaso-de-expansion-de-una.html>>
68. SALVADOR ESCODA S.A. Manual Técnico Energía Solar Térmica, - Páginas 287, 288, 289-
69. Caudales instantáneos mínimos según aparato conectado.
<<http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn208.html#seccion21>>
70. Código Técnico de Edificación C.T.E.
71. Documento Básico HS Salubridad, Sección 4, Suministro de Agua.
Página 12. <<http://www.madridsalud.es/pdfs/hs4.pdf>>

f. REFERENCIAS CAPÍTULO 5

72. ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10, Plantas Fotovoltaicas.
73. Boletín Energético, 2do semestre 2011. CNEA.
<http://www.cnea.gov.ar/sites/default/files/BoletinEnergetico28_0.pdf>
74. Universidad de Castilla La Mancha. La energía Solar. <http://www.info-ab.uclm.es/labelec/solar/solar_fotovoltaica/calculo_conectados.htm>
75. Ing. Juárez Guerra, Ing. Gazzolli, Ing. Gradellavillalba, Energía solar fotovoltaica Sistemas conectados a la red eléctrica requisitos para la conexión y protecciones, <http://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/278/energia_solar_fotovoltaica_sistemas_conectados_a_red_electrica>
76. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
(http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/ITC_BT_40.pdf)
77. Interruptor automático termomagnético
(<http://www.tuveras.com/aparamenta/magnetotermico.htm>)
78. REAL DECRETO 1663/2000, España
79. ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10, Plantas Fotovoltaicas – Capítulo 5 –
80. ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10, Plantas Fotovoltaicas – Página 33 –
81. Manuel Campos Fernández, Planta solar fotovoltaica de 500 kW sobre la cubierta de una nave industrial en la ciudad de Sevilla - Manual de mantenimiento.
<<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5074/fichero/Volumen+5%252F9.+Manual+de+Manteminiento.pdf>>

g. REFERENCIAS CAPÍTULO 6

82. VAN y TIR. <http://www.crecenegocios.com/el-van-y-el-tir/>

h. REFERENCIAS CAPÍTULO 7

83. IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, Guía Técnica, Agua Caliente Sanitaria Central,
<http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_08_Guia_tecnica_agua_caliente_sanitaria_central_906c75b2.pdf>

84. Conermex, ¿Qué beneficios ecológicos tiene la Energía Solar?
<<http://www.conermex.com.mx/informacion-de-interes/beneficios-ecologicos.html>>

85. ALLPE Medio Ambiente, Energía Solar Térmica y Medio Ambiente
<http://www.allpe.com/seccion_detalle.php?idseccion=275>

ANEXO II

CATÁLOGOS COMERCIALES

4.1. Colectores Solares



PA - F

Dimensiones y Pesos

| | | | |
|---------------------|---------------------|-----------------------------|-----------------------|
| Largo Total | 2.190 mm | Peso en vacío | 41 Kg |
| Ancho Total | 1.275 mm | Capacidad del fluido | 1,5 l |
| Fondo | 90 mm | Fluido caloportador | agua ó agua glicolada |
| Área Total | 2,80 m ² | T° de estancamiento | 220 °C |
| Área de Apertura | 2,58 m ² | Flexión máxima del captador | 1.000 Pa |
| Área del Absorbedor | 2,54 m ² | | |

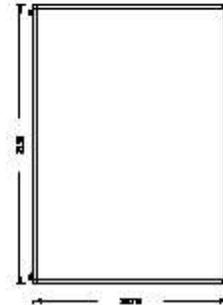


Prestiones de prueba y caudal recomendado

| | |
|----------------------------|---------------------------------------|
| Presión de timbre | 14 bar |
| Presión máxima de trabajo | 10 bar |
| Caudal recomendado | 45 l/h·m ² |
| Caída de presión (mm.c.a.) | 2,24·qj ² +3,72·qj (l/min) |

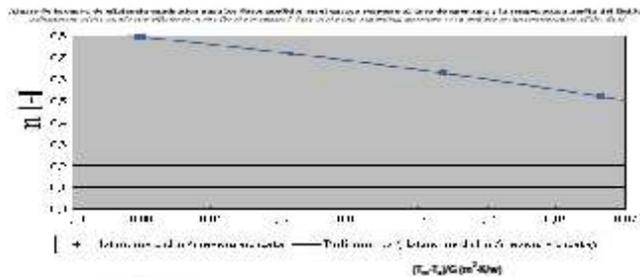
Calidades de fabricación

- Absorbedor:** Aleta de aluminio soldada por láser a parrilla de conductos de cobre. Recubrimiento selectivo de titanio de alta eficiencia. Absortividad 0,95 y Emisividad 0,05
- Aislamiento:** Capa de poliuretano rígido inyectado más capa adicional de lana mineral, ambas de 25mm de espesor.
- Vidrio Solar:** Panel único de vidrio solar de 3,2mm de espesor rodeado por una junta de goma de EPDM.
- Parrilla de tubos:** Cobre de 8mm de diametro conectada a tuberías colectoras de 22mm
- Dorso:** Polipropileno negro moldeado.
- Lamina de aluminio:** Adherida al aislamiento actúa como barrera contra pérdidas de calor por el dorso del captador.
- Carraca:** Aluminio anodizado AL6063-T5.
- Conexiones roscadas:** Conexiones hembra roscadas de 3/4" de bronce



Curva de rendimiento térmico y certificaciones

η₀ = 80,1 %
 k1 = 3,195 W/m²·K
 k2 = 0,016 W/m²·K²



4. 2. Tanque de acumulación Junkers

Gama G-I

Depósitos de inercia (sólo para circuito cerrado)

Acumuladores de inercia para sistemas domésticos y colectivos de dimensiones pequeñas.

Capacidades de 600, 800, 1000 y 1500 litros.



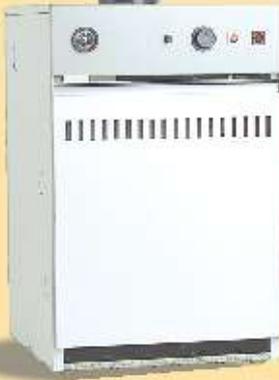
| Modelo | Depósitos de inercia | | | |
|-------------------------------|----------------------|-------|-------|-------|
| | G-I | | | |
| | 600 | 800 | 1000 | 1500 |
| Alto (mm) | 1730 | 1840 | 2250 | 2230 |
| Diámetro (Ø) | 770 | 950 | 950 | 1160 |
| Espesor del aislamiento (mm) | 40 | 80 | 80 | 80 |
| Conductividad térmica (W/m.K) | 0,025 | 0,025 | 0,025 | 0.025 |
| Espesor equivalente* (mm) | 80 | 80 | 80 | 80 |
| Intercambiadores | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Volumen útil (l) | 600 | 800 | 1000 | 1500 |
| Peso en vacío (kg) | 95 | 174 | 205 | 300 |

*Aislamiento equivalente a uno con conductividad térmica de 0,04 W/(m K) a 20°C.

4.3. Energía Auxiliar, caldera JIT

CALDERA BAJO MESA PARA CALEFACCIÓN Y AGUA CALIENTE SANITARIA

MODELO
CAC



Es una caldera de forma compacta, línea de diseño atractivo, sobrio y moderno. De bajo perfil físico, sencilla instalación y mantenimiento. Es la solución ideal y más económica para la calefacción central de viviendas unifamiliares, pudiendo alimentar sistemas de calefacción por radiadores, piso o losa radiante, fan - coil y/o caloventiladores, y para la provisión de abundante agua caliente de uso sanitario.

Sistema de calentamiento instantáneo del agua caliente sanitaria por serpentina de cobre sumergida de bajo índice de corrosión aún con aguas duras y cuyo bajo coeficiente de rozamiento, combinado con su máximo aprovechamiento de la sección útil, mantiene la presión de la línea sin caídas notables.

➤ DATOS GENERALES

- Se trata de un calentador de pie y fondo de agua, que por su mínimo contenido permite una rápida respuesta de calentamiento y un corto tiempo de recuperación.
- Gran cámara de fuego con superficie

➤ CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Cuerpo de caldera ejecutada en chapa de acero de 3,2 mm.
- ✓ Gabinete exterior en chapa de hierro DD n°20 esmaltada al horno, las perforaciones para las conexiones están troqueladas en ambos laterales y se abren al momento de la instalación permitiendo escoger la opción de las salidas.
- ✓ Tubos de paso de agua calidad ASTM Schedule 40.
- ✓ Montaje sobre base enteriza con patines contruidos en chapagalvanizada reforzada.
- ✓ Doble juego de cuplas de alimentación y retorno de calefacción para seleccionar cruzadas.
- ✓ Prueba de sobrepresión a 6 kilos/cm² y funcionamiento con gas en fábrica.
- ✓ Posicionamiento de la entrada de agua fría sanitaria y salida de agua caliente sanitaria a

- Mínima pérdida de calor en periodos inactivos.
- Amplio espacio disponible dentro del gabinete para la instalación de bomba circuladora, tanque de expansión hermético y mezclador con flujo de tres vías.

- ✓ Válvula de seguridad de sobrepresión.
- ✓ Válvula de gas marca SITNOVA modelo 820 de apertura gradual y corte de gas ante apagado de llama de piloto o quemador.
- ✓ Aislación térmica con lana de vidrio de alta densidad y foil de aluminio.
- ✓ Tablero de comando compuesto por termostato de alta precisión con capilar, termostato límite, termómetro de control y dos llaves con luz testigo para paso de corriente a válvula y bomba circuladora.
- ✓ Puerta de quita y pon con atraque magnético diseñada para lugares de difícil acceso.

SERVICIO TÉCNICO
ASEGURO



CALDERA BAJO MESA PARA CALEFACCIÓN Y AGUA CALIENTE SANITARIA

MODELO CAC

PREPARADA PARA

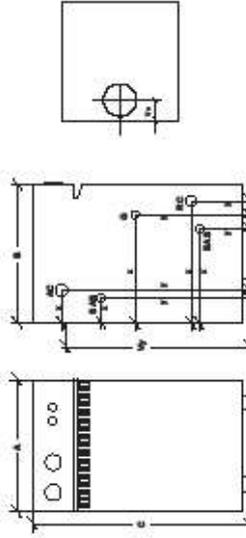
- ✓ Conexión e instalación de electrónica
- ✓ Conexión a programador.

OPCIONALES

- ✓ Con bomba circuladora incorporada dentro o fuera del gabinete.
- ✓ Con bomba circuladora y tanque de expansión hermético incorporados dentro o fuera del gabinete.
- ✓ Con mezclador para piso radiante, con llave de tres vías incorporado dentro del gabinete.
- ✓ Encendido piezoeléctrico.

MODELO CT

Variable calefacción y agua caliente sanitaria con tanque intermedario doble camisa



| MODELO | POTENCIA UTIL EN KCAL/H | DIMENSIONES | | | GAS (G) | | | ALIMENTACIÓN CALEFACCIÓN (AC) | | | RETORNO CALEFACCIÓN (RC) | | | ENTRADA AGUA SANITARIA (EAS) | | | SALIDA AGUA SANITARIA (SAS) | | | VENTILACIÓN | | | | |
|--------|-------------------------|-------------|-----|-----|---------|-----|-----|-------------------------------|-----|-----|--------------------------|-----|-----|------------------------------|-----|-----|-----------------------------|-----|-----|-------------|-----|-----|---|----------------------|
| | | A | B | C | Ø | X | Y | Ø | X | Y | Ø | X | Y | Ø | X | Y | Ø | X | Y | Ø | X | Y | Ø | Y _{RETORNO} |
| CAC 15 | 15.000 | 330 | 550 | 830 | 13 | 435 | 425 | 25 | 131 | 713 | 25 | 487 | 210 | 19 | 356 | 200 | 19 | 102 | 590 | 100 | 727 | 75 | | |
| CAC 20 | 20.000 | 430 | 550 | 830 | 13 | 435 | 425 | 25 | 131 | 713 | 25 | 487 | 210 | 19 | 356 | 200 | 19 | 102 | 590 | 125 | 715 | 88 | | |
| CAC 30 | 30.000 | 530 | 550 | 830 | 13 | 435 | 425 | 32 | 131 | 713 | 32 | 487 | 210 | 19 | 356 | 200 | 19 | 102 | 590 | 150 | 703 | 100 | | |
| CAC 40 | 40.000 | 630 | 550 | 830 | 13 | 435 | 425 | 32 | 131 | 713 | 32 | 487 | 210 | 19 | 356 | 200 | 19 | 102 | 590 | 150 | 703 | 100 | | |



Jit CALOR

Alameda Mendizábal 877 (1457) Inmueble Almas - Azuquerra
 Tel. Fax: 94 - 9711 - 4999 / 4952 - 4704 / 7918
 www.jitcalor.com.ar / E-mail: jitcalor@jitcalor.com.ar

IMPORTANTE:

Las conexiones de GAS, ALIMENTACIÓN Y RETORNO CALEFACCIÓN, ENTRADA Y SALIDA DE AGUA SANITARIA pueden que dar por izquierda o por derecha.



LA INSTALACIÓN DE ESTE PRODUCTO DEBERA EFECTUARSE POR UN INSTALADOR MATRICULADO Y EN UN TODO DE ACUERDO CON LO ESTABLECIDO EN LAS DISPOSICIONES Y NORMAS MÍNIMAS PARA LA EJECUCIÓN DE

4.4. Fluido Caloportador

Anticongelante Chromagen

Anticongelante refrigerante a base de propilenglicol específico para instalaciones de energía solar térmica donde se requiere un producto no tóxico. Contiene aditivos antiarrasivos y estabilizantes. Su volatilidad es muy baja y es miscible con el agua en todas sus proporciones. La adición de esta orgánica-inorgánica aplicada a este producto conserva el circuito en perfectas condiciones de funcionamiento durante largos periodos de tiempo. Protege especialmente aleaciones de cobre, latón, hierro y acero.

Características del producto concentrado

| | |
|-----------------------------------|------------------------------|
| Apariencia | Líquido naranja transparente |
| Planta de ebullición | agua, 100°C |
| Rango de temperatura | < 100°C |
| Densidad (20°C) | 1,05 g/ml |
| Viscosidad (20°C) | 22 mPa.s |
| pH producto concentrado | 7 - 9 |
| Coefficiente de expansión térmica | 0,00059 1/°C |
| Reserva alcalina | 100, 20 mg HCl/L |



ZINCO 2000

Propiedades

- Previene daños en el circuito de congelación.
- Eleva el punto de ebullición reduciendo los problemas de sobrecalentamiento.
- Previene corrosión.
- Evita los depósitos en el circuito de refrigeración.
- Es biodegradable.
- No tóxico.



ZINCO 2000

Proporciones

| ZINCO 2000 - Envase 2L | | |
|------------------------|------|-------|
| Anticongelante | Agua | T(°C) |
| 0,5 | 19,5 | -10 |
| 0,7 | 19,3 | -15 |
| 1 | 19 | -20 |
| 1,5 | 18,5 | -25 |
| 2 | 18 | -30 |

| ZINCO 2000 - Envase 20L | | |
|-------------------------|------|-------|
| Anticongelante | Agua | T(°C) |
| 2 | 18 | -3 |
| 4 | 16 | -5 |
| 6 | 14 | -13 |
| 8 | 12 | -18 |
| 10 | 10 | -27 |



Porcentaje de Glicol en peso.

4.5. Caños Acqua System PN20- 20°C

Tabla de pérdida de carga por fricción, para cañerías Acqua System® PN20 Magnum y Acqua Luminum® PN25, a 20 °C

| Acqua System® PN20 y Acqua Luminum® - 20°C | | | | | | | | | | |
|--|-----|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Pérdida de carga por metro de cañería "j" en (m c.a./m), y Velocidad "v" en (m/s) en función del caudal "Q" en (l/s) | | | | | | | | | | |
| Q (l/s) | j v | Diámetro Nominal | | | | | | | | |
| | | 20 | 25 | 32 | 40 | 50 | 63 | 75 | 90 | 110 |
| 0.05 | j | 0.013 | 0.005 | 0.001 | 0.001 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | v | 0.31 | 0.20 | 0.12 | 0.08 | 0.05 | 0.03 | 0.02 | 0.02 | 0.01 |
| 0.10 | j | 0.043 | 0.015 | 0.005 | 0.002 | 0.001 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | v | 0.61 | 0.39 | 0.24 | 0.15 | 0.10 | 0.06 | 0.04 | 0.03 | 0.02 |
| 0.15 | j | 0.089 | 0.031 | 0.009 | 0.003 | 0.001 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | v | 0.92 | 0.59 | 0.36 | 0.23 | 0.15 | 0.09 | 0.07 | 0.05 | 0.03 |
| 0.20 | j | 0.149 | 0.051 | 0.016 | 0.005 | 0.002 | 0.001 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | v | 1.23 | 0.79 | 0.48 | 0.31 | 0.19 | 0.12 | 0.09 | 0.06 | 0.04 |
| 0.30 | j | 0.305 | 0.104 | 0.032 | 0.011 | 0.004 | 0.001 | 0.001 | 0.000 | 0.000 |
| | v | 1.84 | 1.18 | 0.72 | 0.46 | 0.29 | 0.18 | 0.13 | 0.09 | 0.06 |
| 0.40 | j | 0.513 | 0.173 | 0.053 | 0.018 | 0.006 | 0.002 | 0.001 | 0.000 | 0.000 |
| | v | 2.46 | 1.57 | 0.96 | 0.61 | 0.39 | 0.24 | 0.17 | 0.12 | 0.08 |
| 0.50 | j | 0.769 | 0.258 | 0.079 | 0.027 | 0.009 | 0.003 | 0.001 | 0.001 | 0.000 |
| | v | 3.07 | 1.96 | 1.20 | 0.77 | 0.49 | 0.31 | 0.22 | 0.15 | 0.10 |
| 0.60 | j | 1.072 | 0.360 | 0.110 | 0.037 | 0.012 | 0.004 | 0.002 | 0.001 | 0.000 |
| | v | 3.68 | 2.36 | 1.44 | 0.92 | 0.58 | 0.37 | 0.26 | 0.18 | 0.12 |
| 0.70 | j | 1.424 | 0.477 | 0.144 | 0.049 | 0.016 | 0.005 | 0.002 | 0.001 | 0.000 |
| | v | 4.30 | 2.75 | 1.68 | 1.07 | 0.68 | 0.43 | 0.30 | 0.21 | 0.14 |
| 0.80 | j | 1.822 | 0.607 | 0.185 | 0.063 | 0.021 | 0.007 | 0.003 | 0.001 | 0.000 |
| | v | 4.91 | 3.14 | 1.93 | 1.23 | 0.78 | 0.49 | 0.35 | 0.24 | 0.16 |
| 0.90 | j | 2.268 | 0.758 | 0.229 | 0.077 | 0.025 | 0.008 | 0.004 | 0.002 | 0.001 |
| | v | 5.53 | 3.54 | 2.17 | 1.38 | 0.87 | 0.55 | 0.39 | 0.27 | 0.18 |
| 1.00 | j | | 0.917 | 0.277 | 0.094 | 0.031 | 0.010 | 0.004 | 0.002 | 0.001 |
| | v | | 3.93 | 2.41 | 1.54 | 0.97 | 0.61 | 0.43 | 0.30 | 0.20 |
| 1.20 | j | | 1.284 | 0.386 | 0.129 | 0.043 | 0.014 | 0.006 | 0.003 | 0.001 |
| | v | | 4.72 | 2.89 | 1.84 | 1.17 | 0.73 | 0.52 | 0.36 | 0.24 |
| 1.40 | j | | 1.710 | 0.512 | 0.171 | 0.057 | 0.019 | 0.008 | 0.003 | 0.001 |
| | v | | 5.50 | 3.37 | 2.15 | 1.36 | 0.86 | 0.61 | 0.42 | 0.28 |
| 1.60 | j | | | 0.652 | 0.219 | 0.072 | 0.024 | 0.010 | 0.004 | 0.002 |
| | v | | | 3.85 | 2.44 | 1.55 | 0.98 | 0.69 | 0.48 | 0.32 |
| 1.80 | j | | | 0.813 | 0.269 | 0.089 | 0.029 | 0.013 | 0.005 | 0.002 |
| | v | | | 4.33 | 2.76 | 1.75 | 1.10 | 0.78 | 0.54 | 0.36 |
| 2.00 | j | | | 0.982 | 0.328 | 0.107 | 0.035 | 0.015 | 0.006 | 0.002 |
| | v | | | 4.81 | 3.07 | 1.94 | 1.22 | 0.87 | 0.60 | 0.40 |
| 2.20 | j | | | 1.180 | 0.391 | 0.128 | 0.042 | 0.018 | 0.008 | 0.003 |
| | v | | | 5.30 | 3.38 | 2.14 | 1.35 | 0.95 | 0.66 | 0.44 |
| 2.40 | j | | | | 0.459 | 0.150 | 0.049 | 0.021 | 0.009 | 0.003 |
| | v | | | | 3.68 | 2.33 | 1.47 | 1.04 | 0.72 | 0.48 |
| 2.60 | j | | | | 0.531 | 0.174 | 0.056 | 0.025 | 0.010 | 0.004 |
| | v | | | | 3.99 | 2.53 | 1.59 | 1.13 | 0.78 | 0.52 |
| 2.80 | j | | | | 0.611 | 0.199 | 0.064 | 0.028 | 0.012 | 0.004 |
| | v | | | | 4.30 | 2.72 | 1.71 | 1.21 | 0.84 | 0.56 |
| 3.00 | j | | | | 0.691 | 0.226 | 0.074 | 0.032 | 0.013 | 0.005 |
| | v | | | | 4.61 | 2.91 | 1.84 | 1.30 | 0.90 | 0.60 |
| 3.25 | j | | | | 0.800 | 0.262 | 0.085 | 0.037 | 0.015 | 0.006 |
| | v | | | | 4.99 | 3.16 | 1.99 | 1.41 | 0.98 | 0.65 |
| 3.50 | j | | | | 0.922 | 0.299 | 0.097 | 0.042 | 0.017 | 0.006 |
| | v | | | | 5.37 | 3.40 | 2.14 | 1.52 | 1.05 | 0.70 |
| 3.75 | j | | | | | 0.339 | 0.111 | 0.048 | 0.020 | 0.007 |
| | v | | | | | 3.64 | 2.30 | 1.63 | 1.13 | 0.75 |

Rugosidad: 0.007 mm • Densidad: 998.000 Kg/m3 • Viscosidad: 1.02E-06 m2/s

4.6. Caños Acqua System PN20- 60°C

Tabla de pérdida de carga por fricción, para cañerías Acqua System® PN20 Magnum y Acqua Luminum®, a 60 °C

| Acqua System® PN20 y Acqua Luminum® - 60°C | | | | | | | | | | |
|--|--------|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Pérdida de carga por metro de cañería "j" en (m c.a./m), y Velocidad "v" en (m/s) en función del caudal "Q" en (l/s) | | | | | | | | | | |
| Q (l/s) | j v | Diámetro Nominal | | | | | | | | |
| | | 20 | 25 | 32 | 40 | 50 | 63 | 75 | 90 | 110 |
| 0.05 | j v | 0.011 0.31 | 0.004 0.20 | 0.001 0.12 | 0.000 0.08 | 0.000 0.05 | 0.000 0.03 | 0.000 0.02 | 0.000 0.02 | 0.000 0.01 |
| 0.10 | j v | 0.035 0.61 | 0.012 0.39 | 0.004 0.24 | 0.001 0.15 | 0.000 0.10 | 0.000 0.06 | 0.000 0.04 | 0.000 0.03 | 0.000 0.02 |
| 0.15 | j v | 0.074 0.92 | 0.025 0.59 | 0.008 0.36 | 0.003 0.23 | 0.001 0.15 | 0.000 0.09 | 0.000 0.07 | 0.000 0.05 | 0.000 0.03 |
| 0.20 | j v | 0.124 1.23 | 0.043 0.79 | 0.013 0.48 | 0.004 0.31 | 0.001 0.19 | 0.000 0.12 | 0.000 0.09 | 0.000 0.06 | 0.000 0.04 |
| 0.30 | j v | 0.260 1.84 | 0.088 1.18 | 0.027 0.72 | 0.009 0.46 | 0.003 0.29 | 0.001 0.18 | 0.000 0.13 | 0.000 0.09 | 0.000 0.06 |
| 0.40 | j v | 0.444 2.46 | 0.148 1.57 | 0.045 0.96 | 0.015 0.61 | 0.005 0.39 | 0.002 0.24 | 0.001 0.17 | 0.000 0.12 | 0.000 0.08 |
| 0.50 | j v | 0.669 3.07 | 0.221 1.96 | 0.067 1.20 | 0.023 0.77 | 0.008 0.49 | 0.003 0.31 | 0.001 0.22 | 0.000 0.15 | 0.000 0.10 |
| 0.60 | j v | | 0.313 2.36 | 0.093 1.44 | 0.031 0.92 | 0.010 0.58 | 0.003 0.37 | 0.001 0.26 | 0.001 0.18 | 0.000 0.12 |
| 0.70 | j v | | 0.413 2.75 | 0.124 1.68 | 0.041 1.07 | 0.014 0.68 | 0.005 0.43 | 0.002 0.30 | 0.001 0.21 | 0.000 0.14 |
| 0.80 | j v | | 0.532 3.14 | 0.160 1.93 | 0.053 1.23 | 0.018 0.78 | 0.006 0.49 | 0.003 0.35 | 0.001 0.24 | 0.000 0.16 |
| 0.90 | j v | | | 0.197 2.17 | 0.065 1.38 | 0.021 0.87 | 0.007 0.55 | 0.003 0.39 | 0.001 0.27 | 0.001 0.18 |
| 1.00 | j v | | | 0.240 2.41 | 0.080 1.54 | 0.026 0.97 | 0.008 0.61 | 0.004 0.43 | 0.002 0.30 | 0.001 0.20 |
| 1.20 | j v | | | 0.338 2.89 | 0.111 1.84 | 0.037 1.17 | 0.012 0.73 | 0.005 0.52 | 0.002 0.36 | 0.001 0.24 |
| 1.40 | j v | | | | 0.148 2.15 | 0.049 1.36 | 0.016 0.96 | 0.007 0.61 | 0.003 0.42 | 0.001 0.28 |
| 1.60 | j v | | | | 0.191 2.46 | 0.061 1.55 | 0.020 0.98 | 0.009 0.69 | 0.004 0.48 | 0.001 0.32 |
| 1.80 | j v | | | | 0.235 2.76 | 0.077 1.75 | 0.025 1.10 | 0.011 0.78 | 0.004 0.54 | 0.002 0.36 |
| 2.00 | j v | | | | 0.287 3.07 | 0.093 1.94 | 0.030 1.22 | 0.013 0.87 | 0.005 0.60 | 0.002 0.40 |
| 2.20 | j v | | | | | 0.112 2.14 | 0.036 1.35 | 0.015 0.95 | 0.006 0.66 | 0.002 0.44 |
| 2.40 | j v | | | | | 0.130 2.33 | 0.042 1.47 | 0.018 1.04 | 0.007 0.72 | 0.003 0.48 |
| 2.60 | j v | | | | | 0.152 2.53 | 0.049 1.59 | 0.021 1.13 | 0.009 0.78 | 0.003 0.52 |
| 2.80 | j v | | | | | 0.173 2.72 | 0.055 1.71 | 0.024 1.21 | 0.010 0.84 | 0.004 0.56 |
| 3.00 | j v | | | | | 0.197 2.91 | 0.063 1.84 | 0.027 1.30 | 0.011 0.90 | 0.004 0.60 |
| 3.25 | j v | | | | | 0.229 3.16 | 0.074 1.99 | 0.032 1.41 | 0.013 0.99 | 0.005 0.65 |
| 3.50 | j v | | | | | | 0.084 2.14 | 0.036 1.52 | 0.015 1.05 | 0.005 0.70 |
| 3.75 | j v | | | | | | 0.096 2.30 | 0.041 1.63 | 0.017 1.13 | 0.006 0.75 |

Rugosidad: 0.007 mm • Densidad: 983.000 Kg/m3 • Viscosidad: 4.7E-07 m2/s

4.7. Coeficientes de pérdida de carga en accesorios



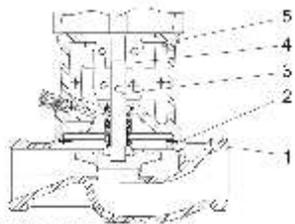
Coeficiente de resistencia de carga para accesorios Acqua System®

| N° | Tipo de Accesorio (resistencia simple) | Símbolo Gráfico | Coefficiente Resistencia (R) |
|----|--|-----------------|------------------------------|
| 1 | Unión normal | | 0,25 |
| 2 | Buja reducción de diámetros inmediatos | | 0,55 |
| 2a | Buja reducción de diámetros mediatos | | 0,85 |
| 3 | Codo a 90° | | 2,00 |
| 4 | Codo a 45° | | 0,60 |
| 5 | Te normal | | 1,80 |
| 5a | Te reducción | | 3,60 |
| 6 | Te normal | | 1,30 |
| 6a | Te reducción | | 2,60 |
| 7 | Te normal | | 4,20 |
| 7a | Te reducción | | 9,00 |
| 8 | Te normal | | 2,20 |
| 8a | Te reducción | | 5,00 |
| 9 | Te con rosca central metálica | | 0,80 |
| 10 | Tubo macho o tubo hembra | | 0,40 |
| 11 | Codo con rosca metálica | | 2,20 |

4.8. Cálculo detallado de la pérdida de carga en circuito primario, agua fría y agua caliente

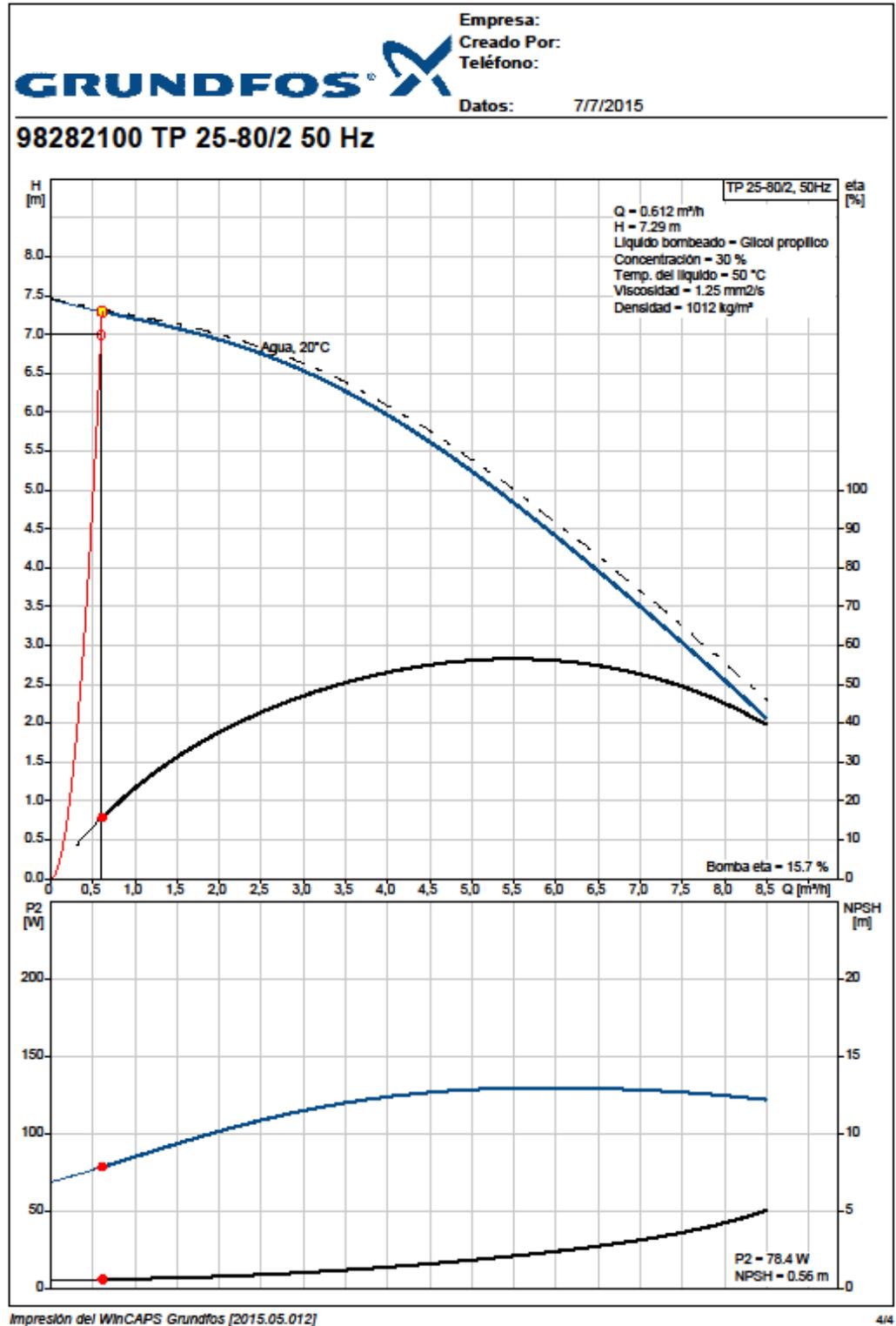
| PERDIDA DE CARGA CAÑERÍA DE AGUA FRIA | | | | | | | | |
|---|--------------|---------|-------------|--------|--------------------|-----------|-----------|--------------|
| Ramas | Singularidad | N. Sing | Rindividual | Rtotal | ΣR_{total} | PCA [mca] | PCL [mca] | PCT [mca] |
| 1 a 4 | 1 | 5 | 0.15 | 0.75 | 4.75 | 0.359 | 2.682 | 3.041 |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | | | | |
| | 3 | 2 | 2 | 4 | | | | |
| 4 a 5 | 12 | 1 | 0 | 0 | 0.4 | 0.030258 | 0.0745 | 0.104758 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| Pérdida de carga total en circuito primario de agua fría | | | | | | | | 3.146 |
| PERDIDA DE CARGA CAÑERÍA DE AGUA CALIENTE | | | | | | | | |
| Ramas | Singularidad | N. Sing | Rindividual | Rtotal | ΣR_{total} | PCA [mca] | PCL [mca] | PCT [mca] |
| A a D | 3 | 2 | 2 | 4 | 4.750 | 0.359 | 1.488 | 1.847 |
| | 1 | 3 | 0.25 | 0.75 | | | | |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | | | | |
| D a E | 2 | 1 | 0.55 | 0.55 | 0.950 | 0.072 | 0.062 | 0.134 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | | | | |
| Pérdida de carga total en circuito primario de agua caliente | | | | | | | | 1.981 |

4.9. Bomba circuito primario

|  Empresa: Creado Por: Teléfono: Datos: 7/7/2015 | | |
|---|--------|--|
| Posición | Contar | Descripción |
| | 1 | <p>TP 25-80/2 A-O-I-BQQE</p>  <p>Código: 98282100</p> <p>Bomba de una etapa, acoplamiento cerrado y voluta con puertos de aspiración y descarga en línea de idéntico diámetro. El diseño de la bomba incluye un sistema de extracción superior que facilita el desmontaje del cabezal motor (el motor, el cabezal de la bomba y el impulsor) con fines de mantenimiento o reparación sin necesidad de desconectar las tuberías de la carcasa de la bomba.</p> <p>La bomba está equipada con un cierre de fuelle de caucho no equilibrado. El cierre mecánico satisface los requisitos establecidos por la norma EN 12756. La conexión de las tuberías se lleva a cabo por medio de conexiones de unión de PN 10 (norma ISO 228-1).</p> <p>La bomba está equipada con un motor asíncrono refrigerado por ventilador.</p> <p>Más información acerca del producto</p> <p>La carcasa de la bomba, fabricada en acero inoxidable, la convierte en un equipo ideal para la circulación de agua caliente sanitaria.</p> <p>Bomba</p> <p>La carcasa y el cabezal de la bomba están tratados por cataforesis para mejorar su resistencia a la corrosión.</p> <p>El tratamiento por cataforesis incluye:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Limpieza basada en agentes alcalinos. 2) Pretratamiento con revestimiento de fosfato de zinc. 3) Tratamiento por cataforesis catódica (epoxi). 4) Secado de la capa de pintura a 200-250 °C.  <ol style="list-style-type: none"> 1: Carcasa de la bomba 2: Impulsor 3: Eje 4: Acoplamiento 5: Cabezal de la bomba <p>La carcasa de la bomba está dotada de un anillo de collar de acero inoxidable/PTFE sustituible que minimiza la cantidad de líquido que se transfiere desde el lado de descarga del impulsor hasta el lado de aspiración. El impulsor se encuentra fijado por medio de un casquillo cónico unido al eje.</p> <p>La bomba está equipada con un cierre de fuelle de caucho no equilibrado con transmisión de par a través del muelle y alrededor del fuelle. El fuelle evita que el cierre desgaste el eje e impide que el movimiento axial se vea obstaculizado por la presencia de depósitos en el eje.</p> <p>Cierre primario:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Material del anillo del cierre giratorio: Carburo de silicio (SiC) |

|  | | Empresa: Creado Por: Teléfono: Datos: 7/7/2015 |
|---|--------|--|
| Posición | Contar | Descripción |
| | | <p>- Material del asiento estacionario: Carburo de silicio (SiC) Esta combinación de materiales se usa en casos en los que es preciso conferir al equipo una mayor resistencia a la corrosión. La elevada dureza de esta combinación de materiales proporciona una magnífica resistencia contra las partículas abrasivas.</p> <p>Material del cierre secundario: EPDM (caucho de etileno-propileno) El EPDM posee una excelente resistencia al agua caliente. El EPDM no es apto para el uso con aceites minerales.</p> <p>La circulación de líquido a través del conducto del tornillo de purga de aire garantiza la lubricación y la refrigeración del cierre mecánico.</p> <p>La circulación de líquido a través del conducto del tornillo de purga de aire garantiza la lubricación y la refrigeración del cierre mecánico.</p> <p>El soporte del motor forma la conexión entre la carcasa de la bomba y el motor, y está equipado con un tornillo de purga de aire manual que permite purgar la carcasa de la bomba y la cámara del cierre mecánico. El cierre entre el soporte del motor y la carcasa de la bomba es una junta tórica o una junta plana.</p> <p>La parte central del soporte del motor está provista de cubiertas que protegen el eje y el acoplamiento. El motor y el eje de la bomba se encuentran conectados por medio de un acoplamiento rígido de dos partes.</p> <p>Motor El motor es totalmente cerrado, cuenta con refrigeración por ventilador y sus principales dimensiones se ajustan a las normas IEC y DIN. Las tolerancias eléctricas satisfacen los requisitos establecidos por la norma IEC 60034.</p> <p>El motor está montado con una brida dotada de orificios roscados (FT). Designación de montaje del motor según la norma IEC 60034-7: IM B 14, IM V 18 (Código I/IM 3601, IM 3611 (Código II)).</p> <p>El motor posee un sistema de protección incorporado (sensores de corriente y temperatura PTO) que satisface los requisitos establecidos por la norma IEC 60034-11 y no requiere protección complementaria. El sistema de protección reacciona a los aumentos de temperatura lentos y rápidos (como aquellos que tienen lugar en condiciones de sobrecarga constante y atasco). Dado que el sistema de protección térmica cuenta con función de restablecimiento automático, el motor debe conectarse de tal modo que se garantice que dicha función no pueda dar lugar a accidentes.</p> <p>Datos técnicos</p> <p>Líquido: Rango de temperatura del líquido: -25 .. 110 °C</p> <p>Técnico: Velocidad para datos de bomba: 2820 rpm Caudal nominal: 5.55 m³/h Altura resultante de la bomba: 7.28 m Cierre: BQQE Tolerancia de curva: ISO9906:2012 3B ISO9906:2012 3B</p> <p>Materiales: Cuerpo hidráulico: Acero inoxidable DIN W.-Nr. 1.4308 ASTM CF8</p> <p>Impulsor: Material comp. de PES/PP con 30 % fibra vidrio</p> <p>Instalación: Temperatura ambiental máxima: 40 °C Presión de trabajo máxima: 10 bar Tipo de brida: UNION</p> |

|  | | Empresa: Creado Por: Teléfono: Datos: 7/7/2015 |
|---|--------|---|
| Posición | Contar | Descripción |
| | | Diámetro de conexiones: G 1 1/2 Presión: PN 10 Tamaño de la brida del motor: FT75 Datos eléctricos: Tipo de motor: SIEMENS Clase eficiencia IE: NA Número de polos: 2 Potencia nominal - P2: 0.18 kW Frecuencia de alimentación: 50 Hz Tensión nominal: 1 x 220-240 V Corriente nominal: 1.4 A Intensidad de arranque: 430 % Cos phi - Factor de potencia: 0,90 Velocidad nominal: 2895 rpm Rendimiento del motor a carga total: 62,0-62,0 % Rendimiento del motor a 3/4 de carga: 61,2-61,2 % Grado de protección (IEC 34-5): 55 (Protect. water jets/dust) Clase de aislamiento (IEC 85): F Otros: Índice eficiencia mínima, MEI ≥: 0.55 Estado ErP: Prod. independiente (directiva EuP) Peso neto: 7.5 kg Peso bruto: 8.5 kg Volumen: 0.02 m3 |



4.10. Vaso de Expansión



catálogo de producto 2014 (rev.03)



SERIE SMF / SMR

Vasos de expansión para instalaciones solares

- Vasos de expansión para instalaciones de energía solar en circuito cerrado
- Membrana no recambiable o membrana recambiable según modelo
- Membrana según DIN 4807-3 especial para energía solar (no potable)
- Protección anticorrosiva de los materiales en contacto con el agua
- Conexión de agua zincada o latón, según modelo
- Permite alcanzar puntas de temperatura (durante una hora) de hasta 130° C. Para mayor seguridad se recomienda instalar un vaso intermedio disipador de temperatura (pág. 46).
- Apto para el uso de anticongelantes hasta el 50%
- Precarga: 2,5 bar
- Temperatura: - 10° C + 100° C
- Pintura epoxi blanca

Modelos con patas 10 bar (Membrana recambiable)

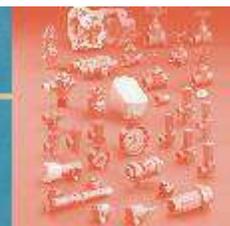
| Peso Kg. | Código | Modelo | Capacidad (Lt) | Presión Máx. (bar) | Dimensiones | | R Conexión agua |
|----------|----------|-----------|----------------|--------------------|-------------|--------|--------------------|
| | | | | | Ø D (mm) | H (mm) | |
| 10 | 01035070 | 35 SMR-P | 35 | 10 | 360 | 615 | 1" |
| 12 | 01050070 | 50 SMR-P | 50 | 10 | 360 | 750 | 1" |
| 16 | 03080070 | 80 SMR-P | 80 | 10 | 450 | 750 | 1" |
| 18 | 03100070 | 100 SMR-P | 100 | 10 | 450 | 850 | 1" |

| Peso Kg. | Código | Modelo | Capacidad (Lt) | Presión Máx. (bar) | Dimensiones | | R Conexión agua |
|----------|----------|---------|----------------|--------------------|-------------|--------|--------------------|
| | | | | | Ø D (mm) | H (mm) | |
| 49 | 03200070 | 220 SMR | 200 | 10 | 485 | 1400 | 1 1/2" |
| 60 | 03300070 | 350 SMR | 300 | 10 | 485 | 1965 | 1 1/2" |
| 90 | 03500070 | 500 SMR | 500 | 10 | 600 | 2065 | 1 1/2" |
| 158 | 03700070 | 700 SMR | 700 | 10 | 700 | 2145 | 1 1/2" |



Purgadores

GIACOMINI *...dal 1951...*



R99 - Purgador automático de aire

Giacomini España, S.L. Ctra. Viladrau km 10- Pol. Ind. Monmany nº 2, 08553 SEVA (Barcelona)
Tel:93 884 10 01 Fax:93 884 10 73 E-Mail:giacomini.espana@giacomini.com

R99- Purgador automático de aire

En las instalaciones de calefacción con circuito cerrado, durante el funcionamiento se producen gases constituidos por aire, hidrógeno, oxígeno, etc, que deben ser eliminados para que no afecten a su funcionamiento. Las consecuencias más comunes son los ruidos en la instalación y los problemas de circulación de agua que provocan desequilibrios, corrosión y envejecimiento prematuro de las tuberías y de los componentes.

El nuevo purgador automático de aire R99 está diseñado según criterios de funcionalidad y fiabilidad, en base a la larga experiencia fabricando millones de purgadores de anteriores modelos, prestando especial atención a los problemas que este tipo de productos sufren en las instalaciones individuales o centralizadas, de pequeñas o grandes dimensiones. El estudio de los componentes ha sido efectuado teniendo

en cuenta todas las posibles causas de mal funcionamiento, como por ejemplo la presencia de impurezas transportadas por el agua de la instalación, las emulsiones de aceites o aditivos, las vibraciones de los componentes o tuberías sobre las que los purgadores son instalados, que podrían generar ruidos o roturas por fenómenos de estrés. El purgador de aire automático R99 es muy versátil, sea en la fase inicial de llenado de la instalación donde debe expulsar gran cantidad de aire, sea en funcionamiento donde la descarga se produce de forma intermitentemente con pequeña cantidad de aire y de modo progresivo.

Para evitar problemas no sólo con los purgadores automáticos sino también con otras partes móviles de la instalación, siempre es conveniente una limpieza del sistema antes de su puesta en marcha.

Empleo

Los componentes del mecanismo de descarga han sido realizados utilizando materiales de base sintética, de altas prestaciones y fiabilidad, con particular atención al mantenimiento de las características mecánicas en el tiempo. Estos materiales se caracterizan por una elevada resistencia, que se mantiene también a altas temperaturas (muy superiores a las de ejercicio de descarga del aire) Incrementada mediante aporte de fibra de vidrio.

Las juntas O-ring en EPDM, material óptimo para garantizar elasticidad y mantenimiento de las características en el tiempo a altas temperaturas de ejercicio de descarga de aire.

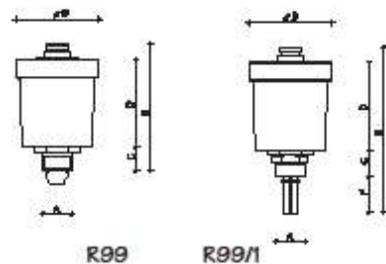
El muelle interior del obturador, de elevada precisión dimensional y en acero inoxidable al níquel-cromo para evitar la posibilidad de formación de óxidos que impedirían su movimiento.

Particular atención ha sido puesta en el planteamiento del platillo separador, que gracias a un adecuado laberinto en su parte superior impide eventuales salpicaduras de agua, arrastrada por el aire de descarga.

Los componentes son fabricados mediante moldes especiales, que garantizan un mecanismo de alta precisión, prestaciones excepcionales y ausencia de ruidos o vibraciones.

Características

Presión Nominal de ejercicio 0,7 MPa (7 bares)
 Presión Máxima de prueba 1,4 MPa (14 bares)
 Temperatura máxima de ejercicio 120°C
 Temperatura mínima de ejercicio -10°C
 Idóneo para agua caliente y fría sobre instalaciones sanitarias, de calefacción y de climatización. Disponibles en 1/4", 3/8" y 1/2".



Datos técnicos y Dimensiones

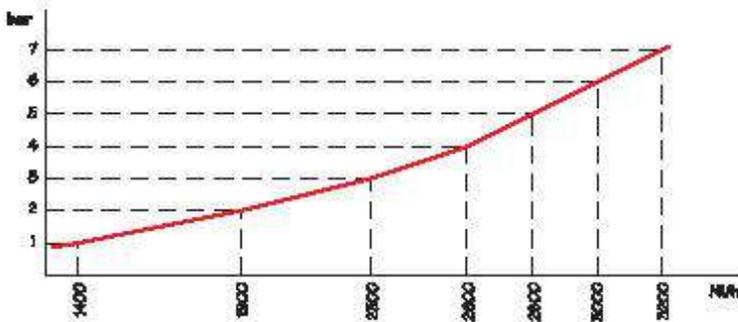
| | A | B | C | D | E | F |
|---------|------|----|----|----|-----|----|
| R99Y001 | 1/4" | 48 | 14 | 51 | 74 | |
| R99Y002 | 3/8" | 48 | 15 | 51 | 75 | |
| R99Y003 | 1/2" | 48 | 15 | 51 | 75 | |
| R99Y002 | 3/8" | 48 | 21 | 51 | 106 | 25 |
| R99Y003 | 1/2" | 48 | 21 | 51 | 106 | 25 |

R99- Purgador automático de aire

La tabla y el gráfico adjunto muestran el caudal de descarga de aire en litros/hora en condiciones estándar al variar la presión relativa de la instalación, expresada en bar.

Como puede observarse la capacidad de descarga de aire de la válvula R99 aumenta progresivamente al aumentar la presión, demostrando la eficacia del mecanismo.

Prestaciones



| bar | NL/h |
|-----|------|
| 1 | 1400 |
| 2 | 1900 |
| 3 | 2300 |
| 4 | 2600 |
| 5 | 2800 |
| 6 | 3000 |
| 7 | 3200 |

El purgador R99 ha sido proyectado para un elevado caudal de descarga, manteniendo dimensiones modestas, que le permiten ser utilizados en espacios reducidos. Su nuevo mecanismo de purga es de mayor fiabilidad y cada purgador antes de ser introducido en el mercado supera una serie de pruebas para comprobar la descarga y la estanqueidad. El purgador debe ser instalado en todo tipo de colectores, en puntos altos de las tuberías donde

pueden formarse bolsas de aire, sobre la caldera, o cerca de aerotermos o intercambiadores de calor. Es posible completar el purgador R99 de 1/4" con una válvula de interceptación modelo R160 en las medidas 1/4"x3/8" y 1/4"x1/2", que permite desmontar el purgador para eventuales mantenimientos, sin vaciar la instalación. Tal combinación de artículos (purgador R99 con válvula R160) está también disponible completa con la referencia R99/I de 3/8" y 1/2".

Instalación



R99- Purgador automático de aire

Para dotar al purgador R99 de 1/4" de válvula de Intercepción, se procede de la siguiente manera:

1) Antes de atomillar la válvula R160 comprobar que la lengüeta de material plástico no interfiera con otras partes internas de la instalación, es necesario tener un espacio mínimo de 35

mm. En el caso de que interfiera cortar con una tijera la lengüeta sobrante, como se indica en la figura

2) Después de haber atomillado la válvula de Intercepción en la instalación, extraer la lengüeta de plástico de protección que incorpora el purgador y proceder al montaje.

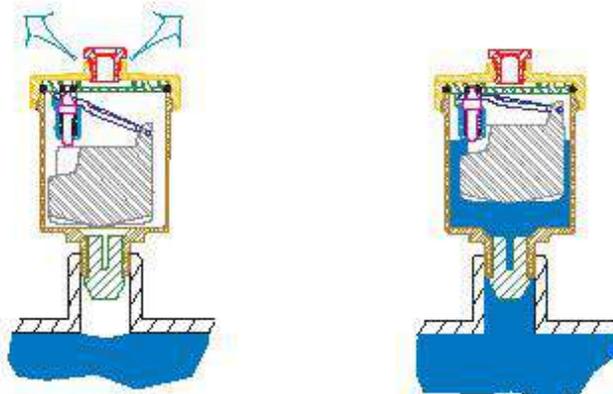
Instrucciones para montar R99 con R160



El funcionamiento de la válvula de descarga de aire automático es muy simple y se basa en el principio de flote de los cuerpos inmersos en un fluido. Cuando en el cuerpo de la válvula no existe acumulación de aire el flotador sube, cerrando el obturador. El descenso del flotador, causado por la acumulación de aire, produce la abertura del obturador y la consiguiente descarga de aire, que persiste hasta restablecer

las condiciones iniciales. En la fase de llenado de la instalación no existe agua en el cuerpo de la válvula estando el flotador completamente bajado y permitiendo descargar aire con rapidez. La descarga de aire es impedida atomillando el tapón superior del purgador. En condiciones normales de funcionamiento el tapón debe estar desatomillado.

Funcionamiento



Esta comunicación tiene valor informativo. Glacomin S.p.A. se reserva el derecho de aportar en cualquier momento, sin preaviso, modificaciones por razones técnicas o comerciales a los artículos contenidos en la presente comunicación. Las informaciones contenidas en esta comunicación técnica no eximen al usuario de seguir escrupulosamente la legislación y las normas de buena técnica en vigor. La reproducción total o parcial del contenido está prohibida, salvo autorización escrita de la dirección.

4.11. Válvula de corte



| | | Código | Medida | PN | | PVP € |
|--|--|--|----------|----|----|-------|
| <p>133 M Para su utilización en circuitos solares. Totalmente metálica, fabricada en latón niquelado. Conexión M-H palomilla. Presión máx. de trabajo: 10 bar. Temp. máx. de trabajo: -30°C +200°C. Concentración máx. glicol: 50%.</p> | | 023323 | 3/8" M-H | 10 | 50 | 8,92 |
| | | <p>133 M Conexión M-H palanca. Resto características igual que modelo anterior.</p> | | | | |
| | | 023325 | 1/2" M-H | 10 | 50 | 11,80 |
| | | 023326 | 3/4" M-H | 10 | 30 | 18,70 |
| | | 023327 | 1" M-H | 10 | 20 | 23,10 |

3230
BALLSTOP - Válvula de esfera con retención incorporada. Cuerpo en latón. Conexiones hembra - hembra

DESCRIPCIÓN:
Válvula de esfera con retención incorporada. Cuerpo en latón. Conexiones hembra - hembra. Mando de palanca. Presión máxima de servicio: 16 bar. Campo de temperatura: 5+90 °C.

ARTICLES:

| Código | | Caja |
|--------|--------|------|
| 323070 | 1 1/4" | 4 |
| 323080 | 1 1/2" | 2 |
| 323090 | 2" | 1 |

4.12. Válvulas antirretorno



**RETENSOL SOLAR
PASO TOTAL
Válvula de retención**
Cuerpo de latón H-H
Muelle de acero inox. AISI 302
Asiento en vitón
Límites de temperatura: -10°C +150°C.
Homologaciones
Latón CW617N UNI EN12165
Rosca hembra ISO 7/1



| | | | | |
|--------|--------|----|----|--------|
| 602012 | 3/8" | 40 | 20 | 8,20 |
| 602015 | 1/2" | 40 | 20 | 8,90 |
| 602020 | 3/4" | 40 | 10 | 12,80 |
| 602025 | 1" | 25 | 8 | 17,10 |
| 602032 | 1 1/4" | 25 | 6 | 27,40 |
| 602040 | 1 1/2" | 16 | 6 | 39,80 |
| 602050 | 2" | 16 | 4 | 57,20 |
| 602065 | 2 1/2" | 12 | 2 | 117,80 |
| 602080 | 3" | 12 | 2 | 172,70 |
| 602100 | 4" | 10 | 1 | 292,60 |

4.13. Válvula de vaciado



LLENADO Y VACIADO
Con maneta alta
para acoplar aislamiento,
tapón de cierre
y conexión para manguera.
Temp. máx.: 200°C.



| | | | | |
|--------|--------|----|----|-------|
| 023324 | 1/2" M | 16 | 50 | 23,20 |
|--------|--------|----|----|-------|

4.14. Válvula de seguridad



Válvula de seguridad de doble función, temperatura y presión

Para instalaciones de energía solar térmica.



Aplicaciones

Las válvulas de seguridad de **doble función** combinada, limitan la **temperatura** y la **presión** del fluido (agua caliente) en circuitos de energía solar térmica, evitando que se alcancen temperaturas superiores a 100° C con formación de vapor.

Funcionamiento

Al alcanzar los valores de tarado, la válvula descarga una determinada cantidad de agua garantizando, al mismo tiempo, que la temperatura y la presión están dentro de los límites para el buen funcionamiento de la instalación.

Las válvulas de seguridad TEMPRES, están taradas para abrir a una temperatura de 100° C y a la presión de tarado seleccionada, entre 3 y 10 bar, en función de la máxima presión admisible en el circuito.

Características técnicas

- Cuerpo: latón cromado, volante en ABS.
- Presión máx.: 10 bar.
- Eje interno en latón.
- Obturador y membrana en EPDM.
- Muelle en acero UNI EN 10270-1SH.
- Certificación CE/97/23 según EN 1490. (para 4-7-10 bar).



TEMPRES SOLAR

Válvula de seguridad de doble función combinada de temperatura y presión.
 Temperatura de tarado: 100°C.
 Potencia de descarga: 10 KW.
 Conexión acumulador: 1/2" H.
 Conexión evacuación: Ø15 mm. mediante racores a compresión para tubo de cobre.



| Código | Medida | Presión bar | | PVP € |
|--------|-----------|-------------|------|-------|
| 318153 | 1/2" x 15 | 3 | 5/24 | 45,50 |
| 318154 | 1/2" x 15 | 4 | 5/24 | 45,50 |
| 318156 | 1/2" x 15 | 6 | 5/24 | 45,50 |
| 318157 | 1/2" x 15 | 7 | 5/24 | 45,50 |
| 318158 | 1/2" x 15 | 10 | 5/24 | 45,50 |

4.15. Válvula mezcladora termostática

Válvula mezcladora termostática G-MIX solar



Aplicaciones

Válvula mezcladora termostática compacta especialmente diseñada para instalaciones de energía solar térmica, obteniendo una temperatura constante en el punto de consumo. En este tipo de instalaciones la temperatura del agua presente en el acumulador puede sufrir importantes variaciones en función del consumo y como efecto de la radiación solar. En la válvula solar G-MIX, el elemento termostático puede soportar hasta 130° C.

La válvula mezcladora termostática solar G-MIX, es de fácil instalación, con volante de regulación graduado de simple manejo y puede ser colocada en cualquier posición.

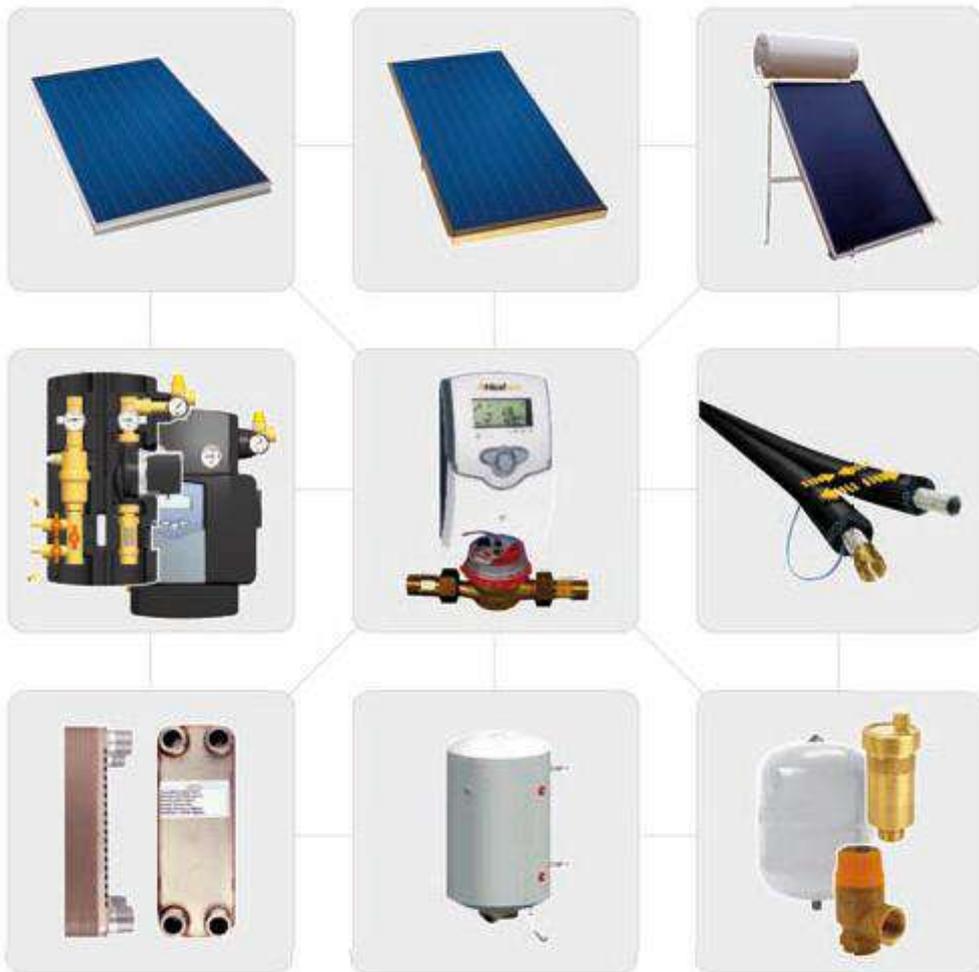
Características técnicas

- Cuerpo en latón CW617N, según EN NF 12165.
- Muelles internos en acero inox. 316L, cierre en EPDM.
- Campo de regulación: 30-50° C.
- Precisión de la regulación: ± 2%.
- Temp. máx.: 130°C.
- Temp. máx. diferencial entre temperaturas de entrada: 15° C.
- Temp. máx. agua caliente: 110° C.
- Temp. máx. agua fría: 5+30° C.
- Presión máx. estática: 10 bar.
- Presión de trabajo dinámica: 0,2 – 6bar.
- Presión diferencial máx. entre presiones de entrada: 1:2
- Tolerancia máx. variación presiones: 10%.
- Caudal máx. de mezcla a 3bar.: 30 l/min.
- Caudal mínimo de mezcla: 4 l/min.
- Volante en ABS cromado.
- Válvula de retención incorporada en entrada agua caliente, especialmente indicada para alta temperatura.
- Dimensiones en mm: A-105, B-100.
- Función de mezcla automática sin precisar energía auxiliar.



| | | Código | Medida | Caudal (l/min) | PVP € |
|--|--|--------|--------|----------------|--------|
| G-MIX Válvula mezcladora termostática para solar. Ejecución niquelada. incorpora válvula de retención en la entrada de agua caliente. Rosca conexión macho. | | 102115 | 3/4" M | 30 | 112,30 |

4.16. Estructura de Soporte



SOPORTES PARA COLECTORES SFK Y SUKL



Colector cubierta plana

- Estructuras certificadas con ensayo en Applus para vientos de hasta 142 km/h.
- Construidos en aluminio 6063, tratamientos T5, acabado ANODIZADO mate clase 15, según Norma Qualanod.
- Estructuras premontadas, de rápida y fácil instalación, con adaptación al ángulo necesario 35º-45º-50º.
- Tornillería de sujeción en inoxidable A2.
- Garantía del material, 15 años, según norma.

ESTRUCTURAS SOPORTE

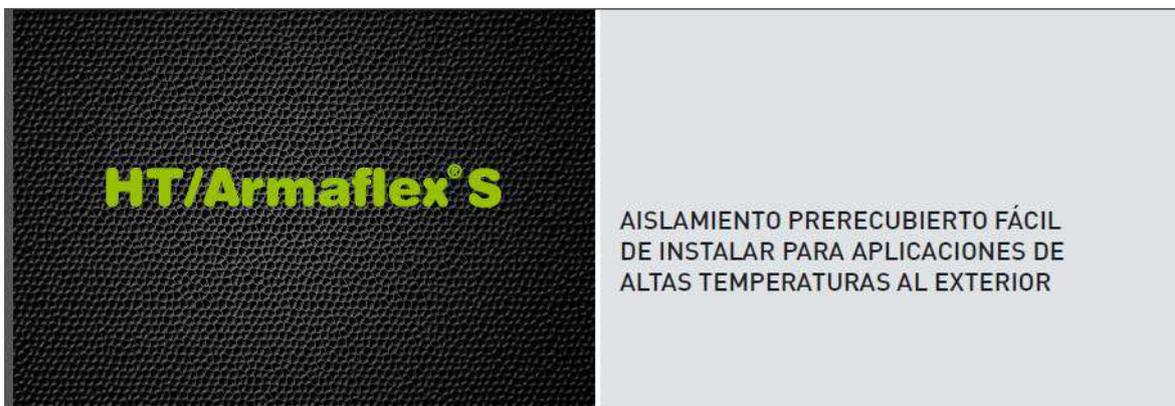
Soportes cubierta plana

| Modelo | | SFK 21 | SFK27 | SUK27L |
|--------|-------------------|---|---|--|
| | Referencia PVP | Sopsfk211-P Soporte 1 colector 190,00 € | Sopsfk271-P Soporte 1 colector 201,00 € | Sopsuk27L1-P Soporte 1 colector 225,00 € ¹ |
| | Referencia PVP | Sopsfk212-P Soporte 2 colectores 305,00 € | Sopsfk272-P Soporte 2 colectores 335,00 € | Sopsuk27L1-P Ampliación Intermedia para más de 2 colectores 185,00 € ² |
| | Referencia PVP | Sopsfk213-P Soporte 3 colectores 415,00 € | Sopsfk273-P Soporte 3 colectores 450,00 € | Sopsuk27LF-P Ampliación final 185,00 € ³ |
| | Referencia PVP | Sopsfk214-P Soporte 4 colectores 530,00 € | Sopsfk274-P Soporte 4 colectores 575,00 € | |
| | Referencia PVP | Sopsfk215-P Soporte 5 colectores 650,00 € | Sopsfk275-P Soporte 5 colectores 710,00 € | |
| | Referencia PVP | Sopsfk216-P Soporte 6 colectores 770,00 € | Sopsfk276-P Soporte 6 colectores 845,00 € | |

Ejemplo:
Soporte para 4 colectores SUK27L:
Sopsuk27L1-P + 2 x Sopsuk27L1-P
+ Sopsuk27LF-P =
225,00 + (185,00 x 2) + 185,00 =
780,00 €



4.17. Aislamiento Térmico



Datos Técnicos - HT/Armaflex S

| | | | | |
|--|---|----------------------------------|--|---|
| Breve descripción | Aislamiento térmico altamente flexible de espuma elastomérica de célula cerrada, con un recubrimiento de copolímero de poliolefina que sirve de protección. Especialmente diseñado para su instalación en el exterior de los edificios y en aplicaciones de altas temperaturas (hasta +150 °C). | | | |
| Tipo de material | Aislamiento: espuma elastomérica flexible (FEF) a base de caucho sintético EPDM; fabricada según norma EN 14304. Recubrimiento: lámina copolímero de poliolefina | | | |
| Color | Recubrimiento disponible en color blanco o negro. | | | |
| Aplicación | Aislamiento térmico para instalaciones de energía solar en el exterior de los edificios, líneas de gas, líneas de temperatura dual y motores de vehículos. | | | |
| Peculiaridades | Muy buena resistencia a la radiación UV | | | |
| Observaciones | Certificados de conformidad CE n° 0543 y 0552 otorgados por la entidad de certificación Güteschutzgemeinschaft Hartschaum e.V., Celle (Alemania) | | | |
| Propiedades | Valor/Valoración | Ensayo ¹ | Supervisión ² | Comentarios |
| Rango de temperaturas | | | | |
| Rango de temperaturas ¹ | Temperatura máx. de trabajo | + 150 °C (+ 85 °C para cinta) | EU 5316 EU 6115 | o/• Ensayos según: EN 14706 EN 14707 EN 14304 |
| | Temperatura mín. de trabajo | -50 °C | | |
| Conductividad térmica | | | | |
| Conductividad térmica | \varnothing m 40 | °C | $\lambda =$ | EU 5316 EU 6115 |
| | Coquillas $\lambda \leq 0,042$ | W/(m · K) | $[36,92 + 0,125 \cdot \varnothing_m + 0,0008 \cdot (\varnothing_m - 30)^2] / 1000$ | o/• Declarado según: EN ISO 13787 Ensayos según: EN ISO 8497 |
| Resistencia a la difusión del vapor de agua | | | | |
| Resistencia a la difusión del vapor de agua | μ | \geq | 4.000 | EU 5316 EU 6115 |
| Comportamiento al fuego | | | | |
| Reacción al fuego | Euroclase | E | EU 5316 EU 6115 | o/• Clasificado según: EN 13501-1. Ensayo según: EN ISO 11925-2 |
| Otras características técnicas | | | | |
| Dimensiones y tolerancias | Según EN 14304, tabla 1 | | EU 5316 EU 6115 | o/• Ensayos según: EN 822, EN 823, EN 13467 |
| Resistencia a los rayos UV | Muy buena | | | |
| Tiempo de almacenaje | Material no autoadhesivo: Indefinido; Adhesivos: 1 año | | | |

EDIFICIO SUSTENTABLE MEDIANTE USO DE ENERGÍA SOLAR

| Diámetro exterior máx. de tubería [mm.] | BLANCO - 20,0 mm Espesor del aislamiento | | | NEGRO - 20,0 mm Espesor del aislamiento | | |
|---|---|-----------|-------|--|-----------|-------|
| | Ref. | m./cartón | €/m. | Ref. | m./cartón | €/m. |
| 12 | HT-20X012-SWH | 70 | 7,30 | - | - | - |
| 15 | HT-20X015-SWH | 64 | 9,25 | HT-20X015-SBK | 64 | 9,25 |
| 18 | HT-20X018-SWH | 58 | 9,99 | HT-20X018-SBK | 58 | 9,99 |
| 22 | HT-20X022-SWH | 50 | 10,83 | HT-20X022-SBK | 50 | 10,83 |
| 28 | HT-20X028-SWH | 40 | 13,19 | HT-20X028-SBK | 40 | 13,19 |
| 35 | HT-20X035-SWH | 32 | 14,67 | HT-20X035-SBK | 32 | 14,67 |
| 42 | HT-20X042-SWH | 24 | 16,23 | HT-20X042-SBK | 24 | 16,23 |

| Diámetro exterior máx. de tubería [mm.] | BLANCO - 32,0 mm Espesor del aislamiento | | | NEGRO - 32,0 mm Espesor del aislamiento | | |
|---|---|-----------|-------|--|-----------|-------|
| | Ref. | m./cartón | €/m. | Ref. | m./cartón | €/m. |
| 15 | HT-32X015-SWH | 36 | 21,22 | - | - | - |
| 18 | HT-32X018-SWH | 30 | 22,28 | HT-32X018-SBK | 30 | 22,28 |
| 22 | HT-32X022-SWH | 28 | 23,34 | HT-32X022-SBK | 28 | 23,34 |
| 28 | HT-32X028-SWH | 24 | 24,93 | HT-32X028-SBK | 24 | 24,93 |
| 35 | HT-32X035-SWH | 22 | 27,05 | HT-32X035-SBK | 22 | 27,05 |
| 42 | HT-32X042-SWH | 18 | 28,64 | HT-32X042-SBK | 18 | 28,64 |
| 48 | HT-32X048-SWH | 16 | 30,76 | - | - | - |
| 54 | HT-32X054-SWH | 16 | 32,35 | - | - | - |
| 64 | HT-32X064-SWH | 12 | 36,07 | - | - | - |

4.18 Sistema de control

Energía solar Complementos para instalaciones solares Regulación electrónica

Centrales para instalaciones de agua caliente con colectores solares.

Central solar CS 10

Regula la producción de Agua Caliente Sanitaria de la instalación solar.

Con una programación correcta, esta central garantiza el máximo aprovechamiento de la energía solar recibida, pudiendo además controlar la caldera de apoyo que se le asigne.

Características principales

- Control de la temperatura del colector solar.
- Control y regulación de la temperatura del acumulador de A.C.S.
- Control y regulación del funcionamiento del circulador de la instalación solar en función de la temperatura del colector y la del acumulador.
- Función recirculación nocturna para evacuar excedentes energéticos.
- Protección antigelona (con caldera de apoyo).
- Posibilidad de conectar un contador de impulsos.
- Posibilidad de conectarse vía Bus.
- Función control de unitermo.

Forma de suministro

En una caja incluyendo 4 sondas PT 1000 de 1 Kohmio

Central solar CS 1

Permite la regulación de un circuito solar con una o más filas de captadores.

Características principales

- Control de la válvula de zona en edificios con acumuladores individuales, en función de la temperatura del acumulador de ACS y del circuito solar.

Forma de suministro

En una caja incluyendo 2 sondas PT 1000 de 1 Kohmio



Central solar CS 10



Central solar CS 1

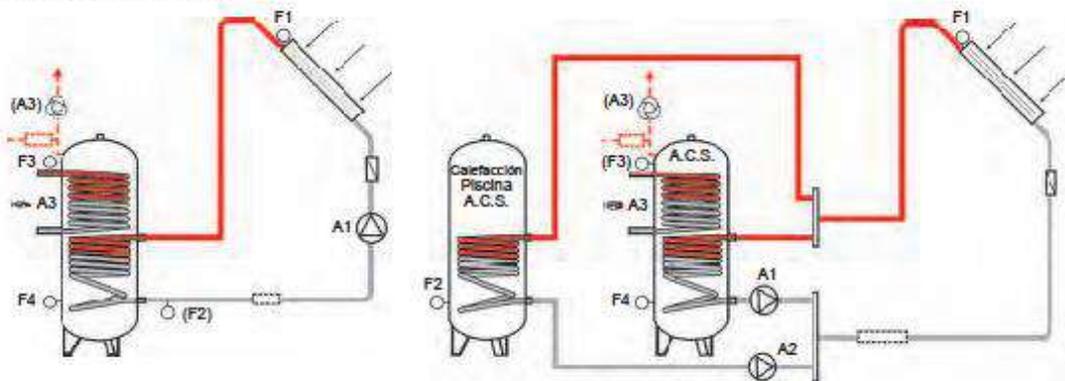
Características técnicas

- Tensión de alimentación
- Potencia absorbida
- Potencia de ruptura de los relés
- Intensidad máx. borne L1 de alimentación L'
- Tipo de protección según DIN EN 60529
- Clase de protección según DIN 60730
- Reserva cuerda del reloj (sólo CS 10)
- Temperatura ambiente admisible
- Resistencias de las sondas:
- Zócalo de sujeción mural a través de tacos y tirafondos o aprovechando las gulas que están solidarias a la tapa para la sujeción vertical
- Dimensiones de encubramiento

230V AC \pm 10%, 50Hz
5VA
250 V, 2 (2) A
6,3 A
IP 40
II
10 horas
0° hasta 50°C
PT 1000, 1Kohmio \pm / - 0,2% a 0°C

143 mm largo; 96 mm alto y 59 mm profundidad

Ejemplos de Esquemas



4.18. Pérdida de carga circuito secundario

| Tramo | Singularidad | N. Sing | Rindividual | Rtotal | ΣR_{total} | PCA [mca] | PCL [mca] | PCT [mca] |
|--------------|--------------|---------|-------------|--------|--------------------|-----------|-----------|-----------|
| 1 | 1 | 4 | 0.25 | 1 | 15.2 | 1.873324 | 2.664 | 4.537324 |
| | 3 | 4 | 2 | 8 | | | | |
| | 5a | 1 | 3.6 | 3.6 | | | | |
| | 5 | 1 | 1.8 | 1.8 | | | | |
| | 10 | 2 | 0.4 | 0.8 | | | | |
| Montante | 3 | 1 | 2 | 2 | 2 | 0.18496 | 0.196 | 0.38096 |
| 2 | 1 | 18 | 0.25 | 4.5 | 14.5 | 1.34096 | 3.675 | 5.01596 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| | 3 | 3 | 2 | 6 | | | | |
| | 5a | 1 | 3.6 | 3.6 | | | | |
| 3 | 5a | 1 | 3.6 | 3.6 | 4 | 0.67712 | 0.111 | 0.78812 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 4 | 5a | 1 | 3.6 | 3.6 | 4 | 0.67712 | 0.111 | 0.78812 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 5 | 3 | 1 | 2 | 2 | 4.2 | 0.317709 | 0.124 | 0.441709 |
| | 5 | 1 | 1.8 | 1.8 | | | | |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 6 | 7 | 1 | 4.2 | 4.2 | 4.6 | 0.778688 | 0.26 | 1.038688 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 7 | 3 | 1 | 2 | 2 | 2.4 | 0.044652 | 0.14 | 0.184652 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 8 | 3 | 2 | 2 | 4 | 4.4 | 0.081862 | 0.21 | 0.291862 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 9 | 5 | 1 | 1.8 | 1.8 | 2.2 | 0.372416 | 1.82 | 2.192416 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 10 | 5 | 1 | 1.8 | 1.8 | 2.2 | 0.166419 | 0.124 | 0.290419 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 11 | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.007442 | 0.035 | 0.042442 |
| 12 | 5 | 1 | 1.8 | 1.8 | 2.2 | 0.372416 | 1.04 | 1.412416 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 13 | 5 | 1 | 1.8 | 1.8 | 2.2 | 0.166419 | 0.124 | 0.290419 |
| | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | | | | |
| 14 | 10 | 1 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.007442 | 0.035 | 0.042442 |
| TOTAL | | | | | | | | 17.74 |

4.19. Intercambiador



Danfoss Hexact(v2.1.4)

RC General - Monofásico

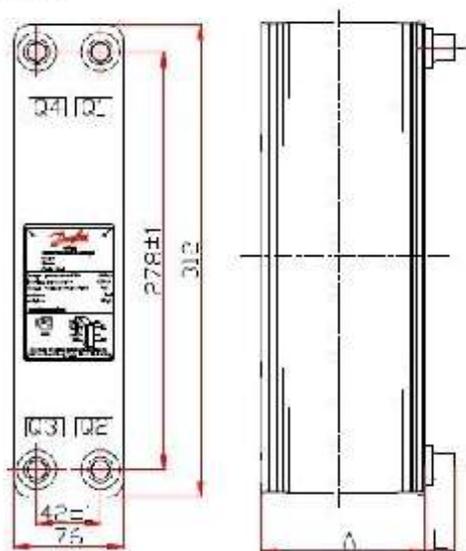
Intercambiador de calor de microplacas: D22-17

Cliente: Fecha: 07-13-2015
 Referencia: Ref Danfoss:

| Parámetros calculados | | lado 1 | lado 2 |
|---------------------------------|----------|------------------------|--------|
| Tipo de flujo: | | Contracorriente | |
| Temperatura de entrada: | ° C | 90,00 | 15,50 |
| Temperatura de salida: | ° C | 85,07 | 50,00 |
| masa Caudal: | kg/s | 0,33 | 0,05 |
| volumétrica Caudal: | L/min | 20,00 | 2,71 |
| caída presión máx: | kPa | 50,00 | 50,00 |
| Presión de saturación - salida: | bar | -- | -- |
| Tecnico | | | |
| Carga calorífica: | kW | 6,50 | |
| superf. total: | m² | 0,32 | |
| MTD: | K | 53,43 | |
| HTC(disponible/requerido): | W/m²-K | 3629/386 | |
| Flujo térmico: | kW/m² | 20,635 | |
| Caída de presión | | | |
| - total: | kPa | 41,06 | 1,18 |
| - canales: | kPa | 38,97 | 1,12 |
| - en el puerto: | kPa | 2,09 | 0,04 |
| Diametro de paso: | mm | 18 | |
| NTU: | | 0,092 | 0,646 |
| Número de canales: | | 8M | 8M |
| Número de placas: | | 17 | |
| Margen superficial: | % | 839,51 | |
| Factor de suciedad: | m²2-K/kW | 2,3138 | |
| Propiedades del líquido | | | |
| Líquido: | | Propilenglicol(30,00%) | Agua |
| Número de Reynolds | | 1988 | 207 |
| Temperatura de referencia: | W/m²-K | 87,54 | 32,75 |
| Temperatura media pared: | ° C | 75,10 | 72,47 |
| Viscosidad: | mPa-s | 0,5695 | 0,7570 |
| Viscosidad pared: | mPa-s | 0,6880 | 0,3926 |
| Densidad: | kg/m³ | 980,31 | 995,46 |
| Capacidad térmica: | kJ/kg-K | 4,044 | 4,176 |
| Conductividad térmica: | W/m-K | 0,502 | 0,617 |



D22-17



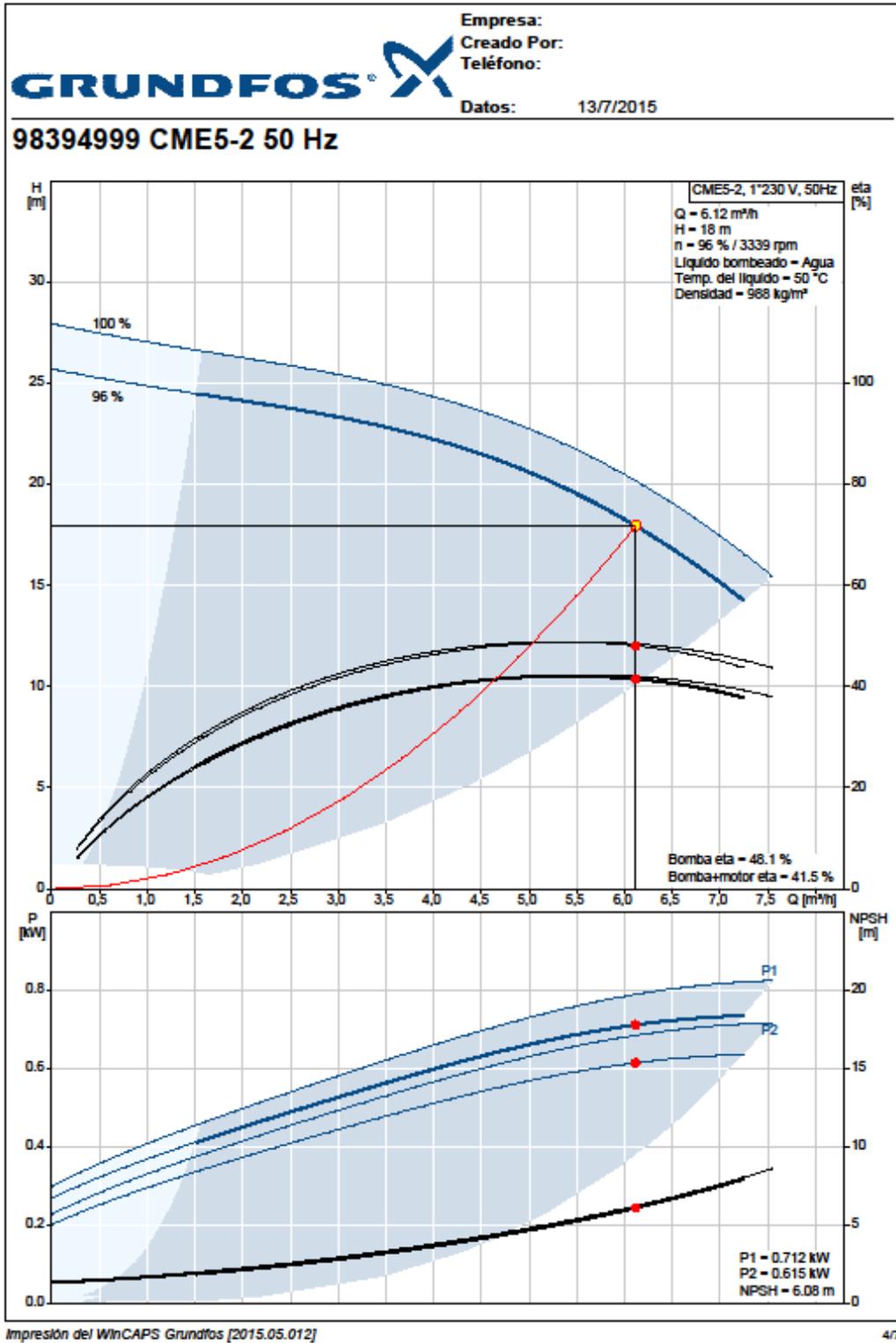
| | |
|--------------------------------|---------------------------------------|
| Número de placas: | 17 |
| A: (mm) | 28,2 |
| L: (mm) | 0 |
| Peso (kg): | 1,345 |
| Volumen canal (L): | Q1 Q2 lado: 0,179 / Q3 Q4 lado: 0,158 |
| Presión de diseño(Max) (bar): | 30 |
| Temp. de diseño(Max/Min) (°C): | -196 / +200 |
| Conexiones para soldar(Max): | 7/8 |
| Exteriores roscadas(Max): | 3/4 |

4.20. Bomba circuito secundario

|  | | Empresa: Creado Por: Teléfono: Datos: 13/7/2015 |
|---|--------|---|
| Posición | Contar | Descripción |
| | 1 | <p>CME5-2 A-R-G-V-AQQV</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>Código: 98394999</p> <p>Bomba centrífuga de aspiración axial compacta, fiable, horizontal y multietapas con puerto de aspiración axial y puerto de descarga radial. Las piezas de la bomba destinadas al contacto con el líquido son de acero inoxidable de alta calidad. El cierre mecánico es de junta tórica y no equilibrado, y posee un diseño especial. La conexión de las tuberías se lleva a cabo por medio de roscas de tubería Whitworth internas, Rp (ISO 7/1).</p> <p>La bomba está equipada con un motor síncrono de imanes permanentes de 1 fases, refrigerado por ventilador. El motor incluye un convertidor de frecuencia y un controlador PI en la caja de conexiones. Ello facilita el control variable y continuo de la velocidad del motor, lo cual, a su vez, permite adaptar el rendimiento a un determinado conjunto de requisitos. La eficiencia combinada del motor y el convertidor de frecuencia supera los requisitos del nivel de eficiencia IE4, el máximo establecido para motores de velocidad fija por la norma IEC 60034-30-1, edición 1 (CD).</p> <p>Más información acerca del producto</p> <p>La bomba y el motor están integrados en un diseño compacto y de fácil uso. La bomba está unida a una placa de base de baja altura que hace de ella un equipo ideal para la instalación en sistemas en los que el carácter compacto resulta especialmente importante.</p> <p>El moderno diseño del cierre mecánico y los materiales de los que se compone garantizan la máxima resistencia al desgaste, un óptimo nivel de adherencia, un excelente comportamiento durante la marcha en seco y una prolongada vida útil.</p> <p>No se requieren herramientas especiales para llevar a cabo el mantenimiento de la bomba. Las piezas de repuesto están disponibles en forma de kits, en solitario y a granel, y su entrega puede llevarse a cabo rápidamente. Encontrará videos de aprendizaje acerca del mantenimiento en www.youtube.com.</p> <p>El convertidor de frecuencia proporciona las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - funcionamiento controlado (es decir, el consumo varía) - presión constante - comunicación con la bomba <p>La adaptación del rendimiento por medio del control de la velocidad en función de la frecuencia proporciona ventajas obvias, entre ellas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ahorro energético - mayor confort - control y monitorización del rendimiento de la aplicación y la bomba <p>Un panel de control situado en la caja de conexiones del motor facilita el establecimiento del punto de ajuste necesario, así como la configuración de la bomba en los modos "Mín.", "Máx." o "Parada". El indicador Grundfos Eye del panel de control proporciona información visual acerca del estado de la bomba:</p> <ul style="list-style-type: none"> - "Encendido": El motor se encuentra en funcionamiento (indicadores luminosos de color verde girando) o en reposo (indicadores luminosos de color verde estáticos). - "Advertencia": El motor continúa en funcionamiento (indicadores luminosos de color amarillo girando) o se ha detenido (indicadores luminosos de color amarillo estáticos). - "Alarma": El motor se ha detenido (indicadores luminosos de color rojo intermitentes). <p>La comunicación con la bomba es posible por medio del accesorio de control remoto Grundfos GO Remote. El accesorio de control remoto, además, facilita el ajuste y la lectura de parámetros como el "Valor actual", la "Velocidad", la "Potencia de entrada" y el "Consumo energético" total.</p> |

| <p>Empresa: Creado Por: Teléfono:</p> | | |
|---|--------|--|
|  | | |
| <p>Datos: 13/7/2015</p> | | |
| Posición | Contar | Descripción |
| | | <p>El producto ostenta la etiqueta Grundfos Blueflux®. Dicha etiqueta distingue los motores y convertidores de frecuencia Grundfos de mayor eficiencia energética. Las soluciones Grundfos Blueflux® satisfacen o exceden los requisitos legales establecidos por normas como la Directiva EuP en sus niveles IE3 e IE4.</p>  <p>Bomba</p> <p>La combinación de un anillo de tope y una arandela Nord-lock® garantiza la fijación estanca y fiable de las tuberías separadoras del impulsor al eje estriado de la bomba. Es posible desmontar e instalar las piezas hidráulicas desde el lado de la bomba. Los puertos de entrada y salida están integrados en la camisa de la bomba. La pieza de entrada, las cámaras y la pieza de descarga se mantienen sujetas por medio de cuatro pernos de anclaje y una brida de retención.</p> <p>La bomba está equipada con un cierre de junta tórica no equilibrado con sistema de transmisión rígida de par. Posee un cierre de transmisión fijo que garantiza la rotación fiable de todas las piezas. El cierre dinámico secundario es una junta tórica.</p> <p>Cierre primario:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Material del anillo del cierre giratorio: Carburo de silicio (SiC) - Material del asiento estacionario: Carburo de silicio (SiC) <p>Esta combinación de materiales se usa en casos en los que es preciso conferir al equipo una mayor resistencia a la corrosión. La elevada dureza de esta combinación de materiales proporciona una magnífica resistencia contra las partículas abrasivas.</p> <p>Material del cierre secundario: FKM (caucho de fluorocarbono)</p> <p>El FKM posee una excelente resistencia a los aceites y los compuestos químicos. Por encima de 90 °C, el FKM sólo es apto para el uso con medios sin agua.</p>  <p>El eje de la bomba se encuentra conectado al eje del motor por medio de un accesorio ceñidor de rosca hacia la izquierda. El eje no se puede desmontar.</p> <p>Motor</p> <p>El motor es totalmente cerrado, cuenta con refrigeración por ventilador y sus principales dimensiones se ajustan a la norma EN 50347. Las tolerancias eléctricas satisfacen los requisitos establecidos por la norma EN 60034.</p> <p>El motor no precisa protección externa. La unidad de control del motor incorpora protección contra los aumentos de temperatura lentos y rápidos (como aquellos que tienen lugar en condiciones de sobrecarga constante y atasco).</p> <p>La caja de conexiones contiene terminales que facilitan el establecimiento de las siguientes conexiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - una entrada digital dedicada - dos entradas analógicas (0(4)-20 mA, 0-5 V, 0-10 V, 0,5-3,5 V) - voltaje de alimentación de 5 V para potenciómetro y sensor - una entrada digital configurable o salida de colector abierto - entrada y salida para sensor digital de Grundfos - alimentación de 24 V para los sensores - dos salidas para relé de señal (contactos de libre potencial) - conexión GENibus - interfaz para módulo fieldbus CIM de Grundfos |

| Posición | Contar | Descripción |
|----------|--------|--|
| | | <p>GRUNDFOS </p> <p>Empresa: Creado Por: Teléfono: Datos: 13/7/2015</p> <p>Datos técnicos</p> <p>Líquido: Rango de temperatura del líquido: -20 .. 90 °C</p> <p>Técnico: Velocidad para datos de bomba: 3480 rpm Caudal nominal: 5.6 m³/h Altura nominal: 21.4 m Cierre: AQQV Homologaciones en placa: CE,TR,CURUS Tolerancia de curva: ISO9906:2012 3B ISO9906:2012 3B</p> <p>Materiales: Cuerpo hidráulico: Acero inoxidable DIN W.-Nr. 1.4401 AISI 316 Impulsor: Acero inoxidable DIN W.-Nr. 1.4401 AISI 316 Caucho: FKM</p> <p>Instalación: Temperatura ambiental máxima: 40 °C Presión de trabajo máxima: 16 bar Presión máxima a la temp. declarada: 16 bar / 90 °C Tipo de brida: ROSCA WHITWORTH RP Aspiración: Rp 1 1/4 Descarga: Rp 1</p> <p>Datos eléctricos: Tipo de motor: 80B Clase eficiencia IE: NA Potencia nominal - P2: 1.1 kW Frecuencia de alimentación: 50 Hz Tensión nominal: 1 x 200-240 V Corriente nominal: 6,70-5,60 A Velocidad nominal: 360-4000 rpm Grado de protección (IEC 34-5): IP55 Clase de aislamiento (IEC 85): F</p> <p>Otros: Etiqueta: Grundfos Blueflux Índice eficiencia mínima, MEI ≥: 0,7 Peso neto: 14.2 kg Peso bruto: 17.7 kg</p> |

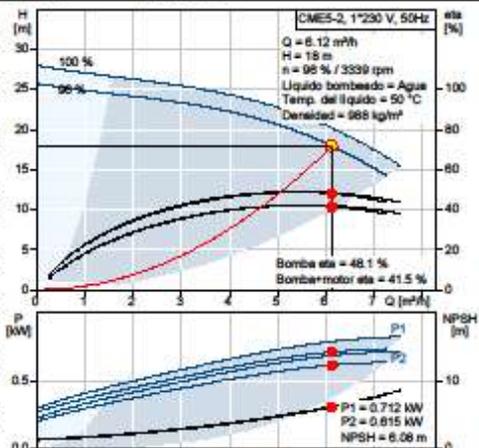




Empresa:
Creado Por:
Teléfono:

Datos: 13/7/2015

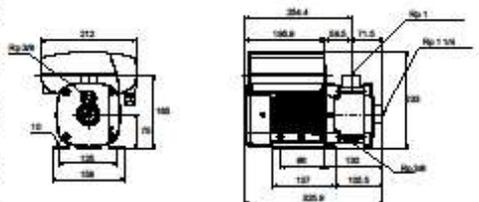
| Descripción | Valor |
|--------------------------------------|---|
| Información general: | |
| Producto: | CMES-2 A-R-G-V-AQQV |
| Posición: | |
| Código: | 98394999 |
| Número EAN: | 5711494282036 |
| Precio: | Bajo pedido |
| Técnico: | |
| Velocidad para datos de bomba: | 3480 rpm |
| Caudal nominal: | 5.6 m³/h |
| Altura nominal: | 21.4 m |
| Impulsores: | 2 |
| Cierre: | AQQV |
| Homologaciones en placa: | CE, TR, CURUS |
| Tolerancia de curva: | ISO9906:2012 3B |
| Versión de la bomba: | A |
| Modelo: | A |
| Tolerancia de curva: | ISO9906:2012 3B |
| Materiales: | |
| Cuerpo hidráulico: | Acero inoxidable DIN W.-Nr. 1.4401 AISI 316 |
| Impulsor: | Acero inoxidable DIN W.-Nr. 1.4401 AISI 316 |
| Código de material: | G |
| Caucho: | FKM |
| Código para caucho: | V |
| Instalación: | |
| Temperatura ambiental máxima: | 40 °C |
| Presión de trabajo máxima: | 16 bar |
| Presión máxima a la temp. declarada: | 16 bar / 90 °C |
| Tipo de brida: | ROSCA WHITWORTH RP |
| Código de conexión: | R |
| Aspiración: | Rp 1 1/4 |
| Descarga: | Rp 1 |
| Líquido: | |
| Rango de temperatura del líquido: | -20 .. 90 °C |
| Datos eléctricos: | |
| Tipo de motor: | 80B |
| Clase eficiencia IE: | NA |
| Potencia nominal - P2: | 1.1 kW |
| Frecuencia de alimentación: | 50 Hz |
| Tensión nominal: | 1 x 200-240 V |
| Corriente nominal: | 6,70-5,60 A |
| Velocidad nominal: | 360-4000 rpm |
| Grado de protección (IEC 34-5): | IP55 |
| Clase de aislamiento (IEC 85): | F |
| Protección del motor: | N/A |
| Otros: | |
| Etiqueta: | Grundfos Blueflux |
| Índice eficiencia mínima, MEI ≥: | 0,7 |
| Peso neto: | 14.2 kg |

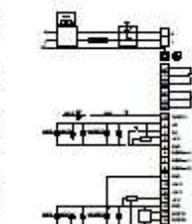


CMES-2, 1*230 V, 50Hz
 Q = 6.12 m³/h
 H = 18 m
 n = 98 % / 3339 rpm
 Líquido bombeado = Agua
 Temp. del líquido = 50 °C
 Densidad = 988 kg/m³

Bomba eta = 48.1 %
 Bomba+motor eta = 41.5 %

P1 = 0.712 kW
 P2 = 0.615 kW
 NPSH = 6.08 m

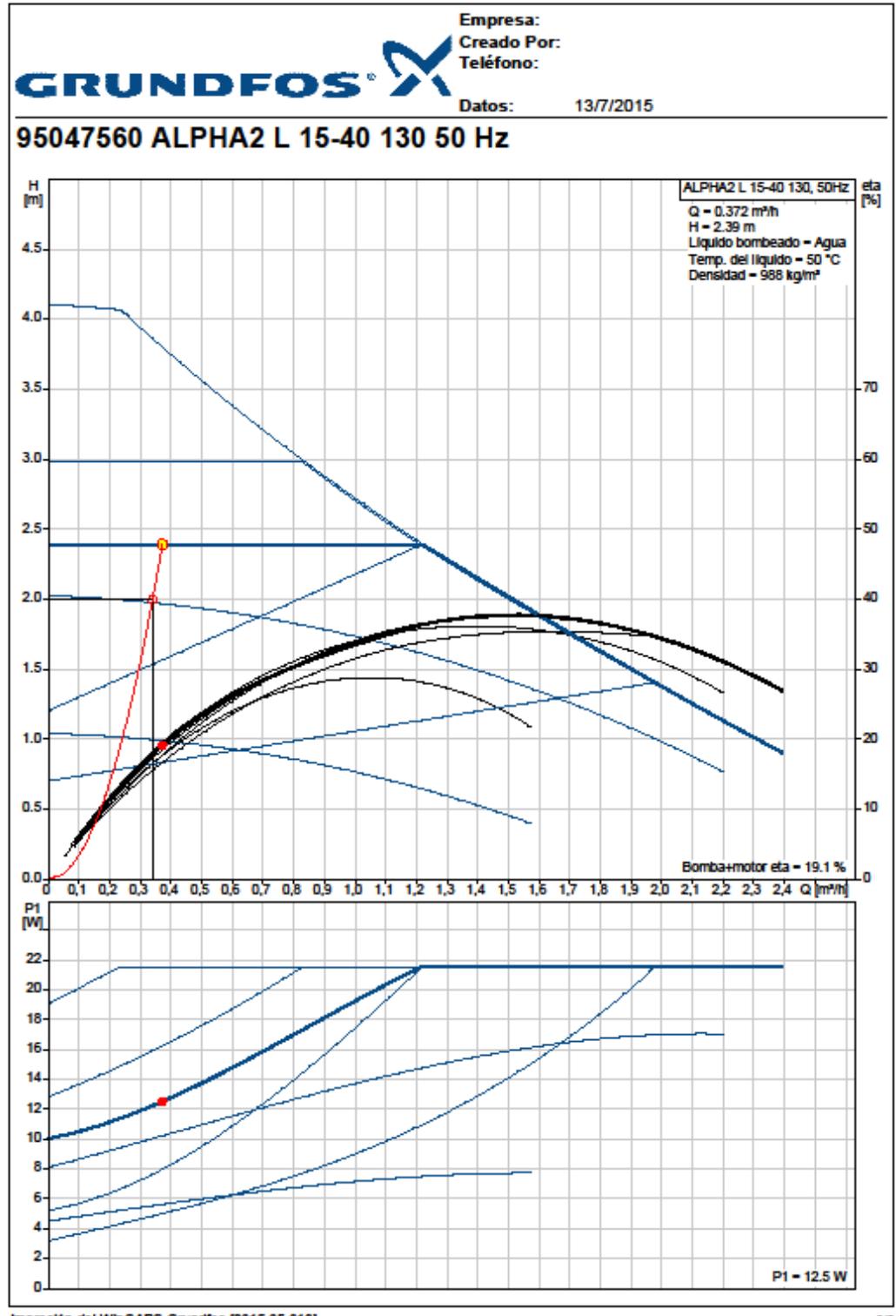




4.21. Bomba circuito de recirculación

|  | | |
|---|--------|--|
| | | Empresa: Creado Por: Teléfono: Datos: 13/7/2015 |
| Posición | Contar | Descripción |
| | 1 | <p>ALPHA2 L 15-40 130</p>  <p style="text-align: right;"><small>Advertencia: la foto puede diferir del actual producto</small></p> <p>Código: 95047560</p> <p>GRUNDFOS ALPHA2 L La siguiente generación de pequeñas bombas de circulación marcadas-A.</p> <p>ALPHA2 L es el último miembro de la familia Grundfos de alta calidad de bombas de circulación.</p> <p>Con ALPHA2 L, no tendrá que preocuparse de complicadas instalaciones de bombas.</p> <p>La ALPHA2 L es flexible, confiable y más compacta que otra bomba de circulación clase A en el mercado.</p> <p>Diseño compacto El innovador diseño hace la ALPHA2 L la más compacta bomba de circulación disponible. Con componentes electrónicos integrado en la cubierta de la bomba, la instalaciones en espacios estrechos es ahora posible.</p> <p>Clase-A El convertidor de frecuencia, tecnología de imán permanente, y estátor compacto sitúan la ALPHA2 L en la clase más alta del esquema energético. LA ALPHA2 L usará hasta el 80 % menos de energía eléctrica que las bombas circuladoras de clase D.</p> <p>Conexión ALPHA Es la más popular y reconocida conexión, el único enchufe que ofrece una conexión extremadamente sencilla.</p> <p>Operación en un solo paso La operación en un solo paso permite una instalación sencilla.</p> <p>Líquido: Rango de temperatura del líquido: 2 .. 110 °C</p> <p>Técnico: Clase TF: 110 Homologaciones en placa: VDE,GS,CE</p> <p>Materiales: Cuerpo hidráulico: Fundición EN-JL 1020 ASTM A48-25 B Impulsor: Composite, PP</p> |

|  | | Empresa: Creado Por: Teléfono: |
|---|--------|--|
| Posición | Contar | Datos: 13/7/2015 |
| | | <p>Instalación: Rango de temperaturas ambientes: 0 .. 40 °C Presión de trabajo máxima: 10 bar Diámetro de conexiones: G 1 Presión: PN 10 Distancia entre conexiones de aspiración y descarga: 130 mm</p> <p>Datos eléctricos: Potencia - P1: 5 .. 22 W Consumo de corriente máximo: 0.05 .. 0.19 A Frecuencia de alimentación: 50 Hz Tensión nominal: 1 x 230 V Grado de protección (IEC 34-5): IP42 Clase de aislamiento (IEC 85): F</p> |

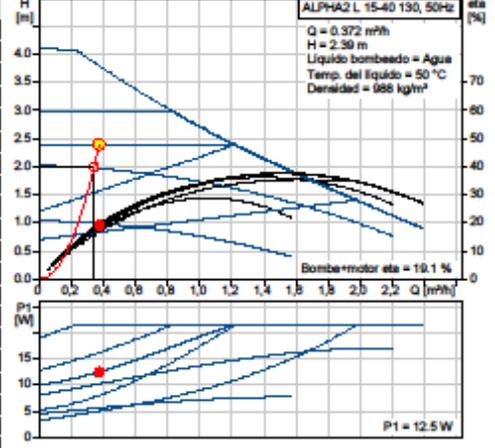


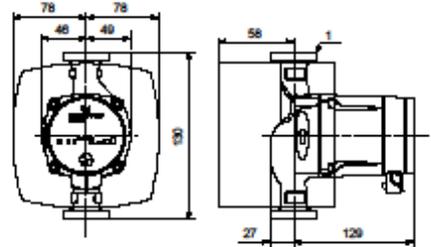


Empresa:
Creado Por:
Teléfono:

Datos: 13/7/2015

| Descripción | Valor | |
|--|--|--|
| Información general: | | |
| Producto: | ALPHA2 L 15-40 130 | |
| Posición: | | |
| Código: | 95047560 | |
| Número EAN: | 5700311661970 | |
| Precio: | Bajo pedido | |
| Técnico: | | |
| Altura máxima: | 40 dm | |
| Clase TF: | 110 | |
| Homologaciones en placa: | VDE,GS,CE | |
| Materiales: | | |
| Cuerpo hidráulico: | Fundición EN-JL 1020 ASTM A48-25 B | |
| Impulsor: | Composite, PP | |
| Instalación: | | |
| Rango de temperaturas ambiente: | 0 .. 40 °C | |
| Presión de trabajo máxima: | 10 bar | |
| Diámetro de conexiones: | G 1 | |
| Presión: | PN 10 | |
| Distancia entre conexiones de aspiración y descarga: | 130 mm | |
| Líquido: | | |
| Rango de temperatura del líquido: | 2 .. 110 °C | |
| Datos eléctricos: | | |
| Potencia - P1: | 5 .. 22 W | |
| Consumo de corriente máximo: | 0.05 .. 0.19 A | |
| Frecuencia de alimentación: | 50 Hz | |
| Tensión nominal: | 1 x 230 V | |
| Grado de protección (IEC 34-5): | IP42 | |
| Clase de aislamiento (IEC 85): | F | |
| Protección del motor: | Ninguno | |
| Protección térmica: | ELEC | |
| Paneles control: | | |
| Posición caja de terminales: | 6H | |
| Otros: | | |
| Energía (IEE): | 0.23 | |
| Peso neto: | 1.9 kg | |
| Peso bruto: | 2.1 kg | |







5.1. Paneles Solares



YINGLI GREEN ENERGY

Yingli Green Energy (NYSE: YGE) es uno de los mayores fabricantes fotovoltaicos verticalmente integrado, que comercializa sus productos bajo la marca "Yingli Solar". Con más de 7GW de módulos instalados a nivel mundial, somos una empresa líder en energía solar basándonos en la fiabilidad de un producto probado y un rendimiento sostenible. Yingli es la primera empresa de energías renovables y la primera compañía China que patrocina la Copa Mundial de la FIFA™.

RENDIMIENTO

- Células solares multicristalinas de alta eficiencia y un vidrio texturizado de alta transmitancia que permiten alcanzar una eficiencia del módulo de hasta el 16,2% lo que minimiza los costos de instalación y maximiza la producción energética del sistema por unidad de superficie.
- Tolerancia positiva ajustada de 0W a +5W asegurando una potencia en los módulos igual o superior a la nominal, contribuyendo a su vez a minimizar las pérdidas por dispersión de parámetros y a mejorar el rendimiento del sistema.
- Alta clasificación en las pruebas de rendimiento energético realizadas por TÜV "TÜV Rheinland Energy Yield Test" y en el "Photon Test", demostrando un alto rendimiento y una producción anual elevada.

FIABILIDAD

- Pruebas de laboratorios independientes demuestran que los módulos Yingli Solar:
 - ✓ Cumplen completamente con los certificados y normativas vigentes.
 - ✓ Soportan cargas de viento de hasta 2,4kPa y cargas de nieve de hasta 5,4kPa, confirmando así su estabilidad mecánica.
 - ✓ Resisten satisfactoriamente la exposición a niebla salina en su punto más severo y en ambientes con alto contenido de amoníaco, asegurando así el rendimiento en condiciones adversas.
- Empresa certificada por TÜV Rheinland ISO 9001: 2008, ISO14001: 2004, BS OHSAS 18001: 2007.

GARANTÍAS

- Garantía de producto limitada de 10 años¹.
 - Garantía de potencia limitada¹: 10 años al 91,2% de la potencia de salida mínima y 25 años al 80,7% de la potencia de salida mínima.
- ¹ En cumplimiento de nuestros términos y condiciones de garantía.

CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000, PV Cycle



YGE 60 Cell 40mm SERIES

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

| Parámetros eléctricos para STC | | | | | | | |
|--------------------------------|-----------------------------------|---|--------|------|------|------|------|
| Tipo de Módulo | YuccaP-29b (300W _{STC}) | | | | | | |
| | P _{max} | W | 290 | 255 | 250 | 245 | 240 |
| Potencia de salida | P _{max} | W | 290 | 255 | 250 | 245 | 240 |
| Tolerancia | ΔP _{max} | W | 0 / +5 | | | | |
| Eficiencia del módulo | η _m | % | 15,9 | 15,6 | 15,3 | 15,0 | 14,7 |
| Tensión en P _{max} | V _{mp} | V | 30,3 | 30,0 | 29,8 | 29,6 | 29,3 |
| Intensidad en P _{max} | I _{mp} | A | 8,59 | 8,49 | 8,39 | 8,28 | 8,18 |
| Tensión en circuito abierto | V _{oc} | V | 37,7 | 37,7 | 37,6 | 37,5 | 37,5 |
| Intensidad en cortocircuito | I _{sc} | A | 9,09 | 9,01 | 8,92 | 8,83 | 8,75 |

STC: 1000 W/m² irradiancia, 25°C módulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 3% a 200 W/m² según EN 60904-1

| Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC) | | | | | | | |
|--|------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Potencia de salida | P _{max} | W | 189,7 | 186,0 | 182,4 | 178,7 | 175,1 |
| Tensión en P _{max} | V _{mp} | V | 27,6 | 27,4 | 27,2 | 27,0 | 26,8 |
| Intensidad en P _{max} | I _{mp} | A | 6,87 | 6,79 | 6,71 | 6,62 | 6,54 |
| Tensión en circuito abierto | V _{oc} | V | 34,8 | 34,8 | 34,7 | 34,6 | 34,6 |
| Intensidad en cortocircuito | I _{sc} | A | 7,35 | 7,28 | 7,21 | 7,14 | 7,07 |

TONC: Temperatura en circuito abierto del módulo a 800W/m² de irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

| Temperatura de Operación Nominal de la Célula | TONC | °C | 46 +/- 2 |
|---|-----------------|------|----------|
| Coefficiente de temperatura para P _{max} | γ | %/°C | -0,42 |
| Coefficiente de temperatura para V _{mp} | β _{mp} | %/°C | -0,32 |
| Coefficiente de temperatura para V _{oc} | β _{oc} | %/°C | 0,06 |
| Coefficiente de temperatura para I _{sc} | β _{sc} | %/°C | -0,42 |

CONDICIONES DE OPERACIÓN

| | |
|---|---------------------|
| Máxima tensión del sistema | 1000V _{DC} |
| Valor máximo del fusible en serie | 15A |
| Limitación de corriente inversa | 15A |
| Rango de temperaturas de funcionamiento | -40°C hasta 85°C |
| Máxima carga estática frontal (nieve) | 5400Pa |
| Máxima carga estática posterior (viento) | 2400Pa |
| Max. Impacto por granizo (diámetro / velocidad) | 25mm / 23m/s |

MATERIALES

| | |
|--|--|
| Cubierta frontal (material / espesor) | Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm |
| Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / Número de Busbars) | 60 / silicio multicristalino / 156 x 156 mm / 2 ó 3 |
| Encapsulante (material) | Etilénacetato (EVA) |
| Marco (material / color / color del anodizado / sellado del marco) | Aluminio anodizado / plate / claro / material de sellado |
| Caja de conexiones (grado de protección) | ≥ IP65 |
| Cable (longitud / sección) | 1100mm / 4mm ² |
| Conector (tipo / grado de protección) | MCA / IP67 o YTD8-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68 |

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora de producto, la información y las especificaciones dadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Las datos no están referidos a un solo módulo y no son parte de la oferta, sirven sólo para su comparación entre diferentes tipos de módulos.

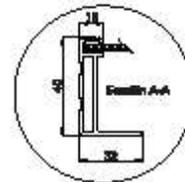
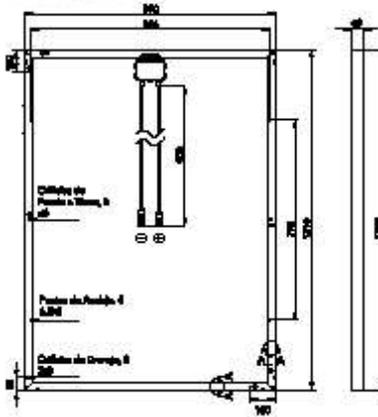
CARACTERÍSTICAS GENERALES

| | |
|--|-----------------------|
| Dimensiones (longitud / anchura / profundidad) | 1650mm / 990mm / 40mm |
| Peso | 18,5kg |

ESPECIFICACIONES DEL EMBALAJE

| | |
|---|--------------------------|
| Número de módulos por palé | 26 |
| Número de palés por contenedor (40') | 28 |
| Dimensiones del Embalaje (longitud / anchura / profundidad) | 1710mm / 1160mm / 1170mm |
| Peso del palé | 514kg |

Unidades: mm



Advertencia: Leer el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar y operar módulos Yingli.

Nuestros Colaboradores:

5.2 Inversor

Specifications



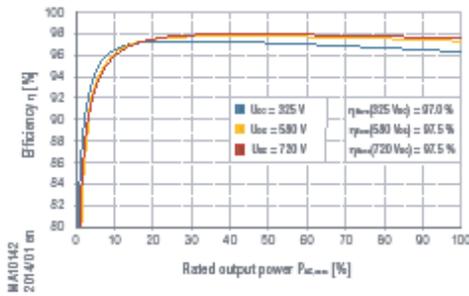
| | | SM 6MT2 | SM 8MT2 | SM 10MT2 | SM 13MT2 | SM 16MT2 | SM 19MT3 | SM 19MT3 |
|------------------------|--|---|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Input values | MPP voltage range ¹⁾ | 340...750V | 300...750V | 290...750V | 370...750V | 430...750V | 280...750V | 320...750V |
| | Minimum DC voltage | 250V | 250V | 250V | 250V | 250V | 250V | 250V |
| | Maximum DC voltage | 900V | 900V | 900V | 900V | 900V | 900V | 900V |
| | Maximum DC current | 1 x 9A / 1 x 9A | 1 x 18A / 1 x 9A | 2 x 18A | 2 x 18A | 2 x 18A | 3 x 18A | 3 x 18A |
| | Number of MPP-Trackers | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 |
| | Max. PV generator output power per MPP tracker | 5'000W | MPPPT1: 9'000W MPPPT2: 5'000W | 9'000W | 9'000W | 9'000W | 9'000W | 9'000W |
| | String connections | 1 x 2 / 1 x 1 | 1 x 2 / 1 x 1 | 2 x 2 | 2 x 2 | 2 x 2 | 3 x 2 | 3 x 2 |
| Connection type | MC 4 | MC 4 | MC 4 | MC 4 | MC 4 | MC 4 | MC 4 | |
| Output values | Rated output power at cos(φ) = 1 | 6'000W | 8'000W | 10'000W | 13'000W | 15'000W | 13'000W | 15'000W |
| | Maximum apparent output power | 6'000VA | 8'000VA | 10'000VA | 13'000VA | 15'000VA | 13'000VA | 15'000VA |
| | Nominal mains voltage | 3 x 400 V | 3 x 400 V | 3 x 400 V | 3 x 400 V | 3 x 400 V | 3 x 400 V | 3 x 400 V |
| | Maximum AC current | 3 x 9A | 3 x 12A | 3 x 16A | 3 x 20A | 3 x 22A | 3 x 20A | 3 x 22A |
| | Mains nominal frequency / range | 50Hz / 49Hz...55Hz | | | | | | |
| | Power factor cos(φ) | Adjustable from 0.8 overexcited to 0.8 underexcited | | | | | | |
| | Distortion factor at rated output power | < 3% | | | | | | |
| | Connection type | Connector (locking) | | | | | | |
| | Grid connection | Three-phase (L1 / L2 / L3 / N / PE) | | | | | | |
| | Power input at night | 0W | | | | | | |
| Efficiency | Max. efficiency | 98.0% | | | | | | |
| | European efficiency | 97.5% | | | | | | |
| Ambient conditions | Protection type | IP65 | | | | | | |
| | Ambient temperature range for rated power output | -20°C...+60°C (+50°C) | | | | | | |
| | Relative humidity | 0...98% (no condensation) | | | | | | |
| | Maximum altitude above sea level | 2000m (without derating) | | | | | | |
| | Noise emissions | 51 dB(A) fan off / 58 dB(A) fan on (↔ 1.5 m) | | | | | | |
| Configuration | Display | Graphic LC display with backlight and status LED | | | | | | |
| | Circuit type | Two-stage, transformerless | | | | | | |
| | Data logger | Data logger for energy yield, peak output, and operating duration for the last 31 days, 12 months, and 10 years | | | | | | |
| | Fault current monitoring | Internal, AC/DC sensitive | | | | | | |
| | Casing | Aluminium | | | | | | |
| | Overvoltage conductor DC | Requirement class C (VDE 0675-5) and/or type 2 (EN 61643-11) | | | | | | |
| Standards & guidelines | EMC | EN 61000-3-2 / EN 61000-3-3 / EN 61000-3-11 / EN 61000-3-12 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3 | | | | | | |
| | Grid connection ²⁾ | VDE-AR-N 4105 / VDE 0126-1-1 A1:2012 / BDEWMS-Richtlinie / CEI 0-21 / CEI 0-16 / RD 661 / RD 1699 / 659/2 / 683/2 / PPC Guide / C10/11 / EN 50438 / AS 4777 | | | | | | |
| | Device safety | IEC 62109-1/-2 | | | | | | |
| Interfaces | Data communication | RS485 / Ethernet | | | | | | |
| | Status signalling contact | M12 connector with relay as N/C contact / N/O contact | | | | | | |
| | Connection of external grid monitoring | M12 connector | | | | | | |
| Weight & dimensions | Weight | 30 kg | 30kg | 30kg | 30kg | 30kg | 42kg | 42 kg |
| | Dimensions in mm (L x H x W) | 550 x 750 x 200 | | | | | | |
| Warranty | Standard warranty | 5 years | | | | | | |
| | Warranty extensions | to 10, 15, 20, or 25 years | | | | | | |

¹⁾ For AC rated power output

²⁾ Certificates are not available for all models. Details can be found at www.solarmax.com

All rights, amendments, and errors reserved.

SolarMax 15MT3 efficiency curve



3 Descripción

Los inversores string de SolarMax de la serie MT convierten la corriente continua (CC) de un generador fotovoltaico en una corriente alterna (CA) adecuada para la red. La conversión se realiza mediante una forma de conexión de dos etapas sin transformador. La conexión y la alimentación sincrónica de la corriente convertida a la red eléctrica pública se realiza de forma trifásica permanente.

El funcionamiento del inversor es totalmente automático y depende de la potencia suministrada por los módulos fotovoltaicos. Si hay potencia suficiente, el inversor se pone en operación en red y alimenta la potencia existente en la red eléctrica. Si el generador FV no suministra potencia suficiente, el inversor se separa de la red eléctrica y se desactiva.

Los dos (SolarMax 6MT2/8MT2/10MT2/13MT2/15MT2) o tres (SolarMax 13MT3/15MT3) trackers MPP independientes se ajustan en cuestión de segundos en una oferta de energía modificada del generador fotovoltaico, con la ayuda de dos procesadores de señales digitales. La regulación totalmente digital de la forma de corriente garantiza una calidad destacada de la corriente alimentada y con ello reacciones de la red extremadamente bajas.

La monitorización de red integrada controla durante la operación en red permanentemente los parámetros diferentes de la red eléctrica de CA, los valores límite ajustados en cambio dependen del lugar de instalación seleccionado. Un sensor de corriente de fallo sensible a la corriente universal integrado supervisa las corrientes de fallo y de derivación del lado del generador durante la operación. El incumplimiento por exceso o por defecto de los valores límite prefijados hace que el inversor se separe de la red eléctrica en un tiempo prefijado. Después de un periodo definido se realiza un nuevo intento de conexión.

Una pantalla gráfica con tres pulsadores permite el manejo cómodo del inversor y la lectura de todos los datos de servicio importantes. El registrador de datos integrado permite el registro de los parámetros de funcionamiento más importantes de los últimos 31 días, 12 meses y 10 años.

El sensor de temperatura montado supervisa la temperatura dentro de la carcasa, la disipación del calor hacia el exterior se realiza mediante aletas de radiación en la parte trasera del inversor. El intercambiador de calor con el aire ambiente es ayudado activamente por dos ventiladores regulados que generan una corriente de aire horizontal. Si se supera la temperatura dentro de la carcasa, el inversor regula la potencia de salida de manera escalonada hacia abajo.

es

B

| Nº | Conexión | SM8MT2/ SM6MT2 | SM10MT2/ SM13MT2/ SM16MT2 | SM13MT3/ SM16MT3 |
|-------|---------------------------------|---|---------------------------------|---------------------|
| 1 - 3 | CC | 1 x 2 / 1 x 1 ramales MC4 | 2 x 2 ramales MC4 | 3 x 2 ramales MC4 |
| 4 | Conductor de protección externo | 2 x rosca M6 | | |
| 5 | Contacto de señal de estado | Conector M12 con contacto de conmutación libre de potencial | | |
| 6 | CA | Conector Amphenol de 5 polos | | |
| 7 | Comunicación | 2 x RJ45 (añado mediante capuchones protectores) | | |



PELIGRO

- Asegúrese antes de comenzar los trabajos de instalación de la ausencia de tensión en las alimentaciones CC y CA hacia el inversor. La instalación sólo la podrá realizar un técnico electricista cualificado que cumpla con las reglas reconocidas para instalaciones eléctricas y las normativas sobre protección de personas.
- Todos los cables de alimentación que se conecten al inversor deben ser los adecuados para las tensiones, corrientes y condiciones ambiente (temperatura, carga UV) previstas.
- Preste atención que todos los cables se tienden libres de cualquier tracción.

es



ATENCIÓN

- El inversor ha de instalarse en un lugar apropiado (consulte el apartado 4.2).
- Preste atención a realizar un tendido de todos los conductos hacia el inversor libres de cortocircuito y de derivaciones a tierra.

4.6.1 Protección de sobretensión integrada

Los inversores de la serie MT disponen de descargadores de sobretensión integrados (varistores) en los lados de CA y CC.

- En el lado de CC cada tracker MPP dispone de un descargador de sobretensión desde el polo positivo y negativo respecto a tierra. Los descargadores de sobretensión cumplen con la clase de requisitos C según VDE 0675-6 o el tipo 2 según EN 61643-11.

17

- En el lado de CA cada fase de red (L1/L2/L3) dispone de un descargador de sobretensión respecto a tierra. Los descargadores de sobretensión cumplen con la clase de requisitos D según VDE 0675-6 o el tipo 3 según EN 61643-11.

4.6.2 Conexión de CA



ATENCIÓN

- Los inversores de la serie MT deben conectarse en un punto de conexión de red que cumpla, como mínimo, con los requisitos de la categoría de sobretensión 3.

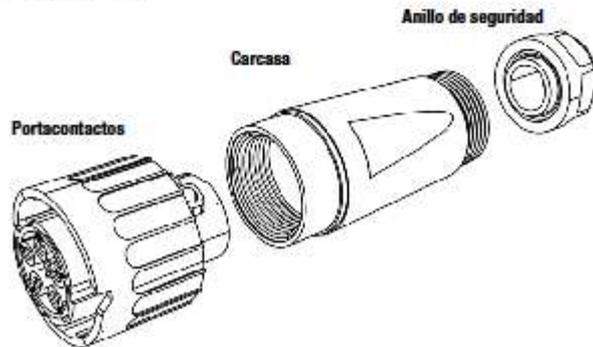
Fusibles de red y secciones de cable

La tabla siguiente le ofrece datos informativos acerca de los fusibles de red recomendados y la sección de conductor mínima necesaria para la alimentación de CA:

| | SM8MT2/ SM6MT2 | SM10MT2 | SM13MT2 / SM13MT3 | SM15MT2 / SM15MT3 |
|---|---------------------|-------------------|----------------------|----------------------|
| Fusibles de red (Característica C) | 16 A | 20 A | 25 A | 25 A |
| Sección de conductor mínima de CA y con- ductor de protección | 2.5 mm ² | 4 mm ² | 4 mm ² | 4 mm ² |

Confección del conector hembra de CA

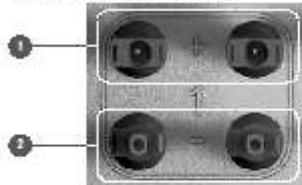
La conexión de la alimentación de CA al inversor se realiza con el conector hembra Amphenol suministrado:



4.6.3 Conexión CC

Los inversores poseen 2 (SolarMax 6MT2 / 8MT2 / 10MT2 / 13MT2 / 15MT2) o 3 (SolarMax 13MT3 / 15MT3) trackers MPP. Cada tracker cuenta a su vez con dos polos positivos y negativos respectivamente para la conexión de dos ramales por cada entrada de tracker. En cada uno de los inversores SM6MT2 y SM8MT2 podrá conectarse un ramal en el Tracker 2.

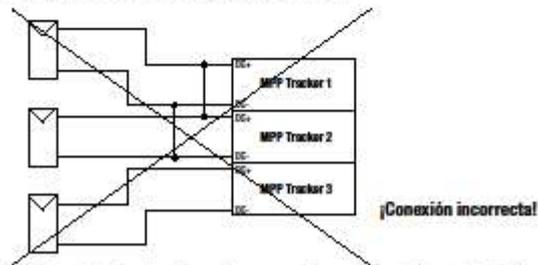
Vista en detalle conexiones CC



- 1 Conexiones del positivo
- 2 Conexiones del negativo

La posición de las conexiones positiva y negativa es idéntica en todas las entradas de CC (1 a 3).

Los trackers 1 a 3 trabajan con independencia entre si y permiten de este modo la conexión simultánea de ramales con diferentes características (alineación, dimensionamiento, tipo de módulo) en un inversor común. Las conexiones positiva y negativa de los diferentes trackers no deben conectarse entre si:



Las líneas de alimentación positiva y negativa para los trackers 1 a 3 deben tenderse separadas hasta el inversor.

4.6.4 Contacto de señal de estado

El contacto de señal de estado posibilita la consulta a distancia del estado de operación del inversor. El contacto de señal de estado se encuentra en el rango de conexión del inversor, consulte el apartado 4.6. Puede obtenerse un conector hembra M12 apropiado para la conexión al contacto de señal de estado a través del centro de asistencia técnica SolarMax.

Se puede configurar la consulta a distancia del estado de operación, consulte el apartado 6.8.2.

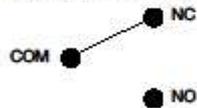
Condiciones de conexión

- U_{max} 250 VAC / 30 VDC
- I_{max} 1.5 A

Ocupación de contacto

| Contacto | Descripción |
|----------|---|
| 1 | NO (Normally Open: en estado de reposo abierto) |
| 2 | COM |
| 3 | NC (Normally Closed: en estado de reposo cerrado) |
| 4 | Libre |

Esquema de contactos (estado de reposo)



4.6.5 Supervisión del entrada externa

La interfaz permite la conexión del inversor a una monitorización de red externa, la cual desvincula el inversor de la red de manera remota siempre que se solicite.

Si la función "supervisión de una entrada externa" está activada, los relés de red del inversor se usan como contactores de acoplamiento de la protección central R/I. La función se activa durante la primera puesta en servicio (consulte el apartado 5.2) o después con el software de asistencia técnica MaxTalk 2 Pro. La consulta a distancia del estado de operación (consulte el apartado) no es posible si está activada la supervisión de la entrada externa.

Modo de funcionamiento

Para la supervisión de la entrada externa se utilizarán los contactos 1 y 4 del contacto de señal de estado. Si hay una tensión de fase entre los contactos 1 y 4, los relés de red K1

4.6.7 Conductor de protección externo

Durante la operación, la corriente de escape del inversor hacia tierra puede alcanzar valores superiores a 3,5 mA (CA) y 10 mA (CC) respectivamente. Por ello, según indica IEC/EN 62109-1, es necesaria la conexión de un segundo conductor de protección. Este puede conectarse en una de las dos conexiones de rosca M6 (consulte el apartado 4.6).

Condiciones de conexión

- Sección de conductor mínima: 10 mm²
- Par de apriete tornillo M6: 10,0 Nm

4.6.8 Interruptor de corriente de fallo externo (FI)

Los inversores de la serie MT de SolarMax poseen un sensor de corriente de fuga integrado sensible a todo tipo de corriente. Este puede diferenciar entre las corrientes de escape capacitivas condicionadas por el servicio (causadas por las capacidades de los módulos fotovoltaicos a tierra) y las corrientes de fallo (causadas por el contacto de un polo del generador FV). El inversor se desconecta inmediatamente de la red en cuanto se supera el valor límite absoluto (300 mA, importante para la protección contra incendios) o el valor de salto de la corriente de fallo del lado de CC (30 mA, importante para la protección personal).

En caso de que se utilice un interruptor externo de corriente de defecto adicional (RCD), debe escogerse un RCD de tipo A. La corriente residual asignada del RCD depende de la cantidad de inversores en la instalación fotovoltaica. Para cada inversor debe reservarse una corriente residual asignada mínima de 100 mA. En una instalación fotovoltaica con p. ej. tres inversores, debe instalarse un RCD con una corriente residual asignada de al menos 300 mA.

4.6.9 Control de potencia externo

La especificación de los valores técnicos para la potencia activa y reactiva (p. ej., para la limitación de potencia a distancia) se puede llevar a cabo con ayuda del registrador de datos MaxWeb xp y su ampliación MaxRemote. La conexión de MaxWeb xp se lleva a cabo a través de las interfaces Ethernet o RS485 del inversor (consulte el apartado 4.6.6), es decir, a través de una red MaxComm.

Los manuales de instalación para los componentes de accesorios MaxWeb xp y MaxRemote pueden descargarse de nuestra página web: www.solarmax.com/es/maxweb-xp.

5.3. Anclaje de los paneles solares

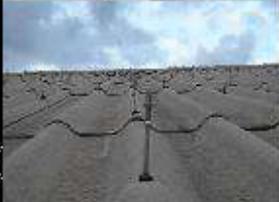


Adaptación

El objetivo de la estructura inclinada es poder adaptarse a cualquier tipología de cubierta inclinada o plana, para ello la estructura cuenta con una amplia gama de anclajes que se adaptan a los distintos acabados superficiales de las mismas:

- Chapa Trapezoidal
- Chapa Ondulada
- Chapa Sandwich
- Fibrocemento
- Teja Árabe
- Teja Mixta
- Teja Plana
-



Totally estancos con **goma de EPDM**

ESTRUCTURA INCLINADA CON INCLINACIÓN RESPECTO A LA HORIZONTAL (20°-60°)



La estructura inclinada de Enersol, es la solución óptima para obtener la mayor producción en kWh, pues confiere al panel el ángulo de inclinación idóneo sobre la horizontal, ángulo que depende de la latitud del lugar.

Para poder dotar a la instalación de la inclinación adecuada, no se precisa un tipo de cubierta determinado, pues la estructura es adaptable a cualquier condición de cubierta, independientemente de la orientación de esta, así se puede disponer directamente sobre los faldones si la orientación lo permite o sobre la **subestructura suplementaria** (ver ficha técnica) que se utiliza en condiciones de orientación desfavorables.

El sistema se ejecuta sobre planos de montaje previamente desarrollados en gabinete, y está compuesto por:

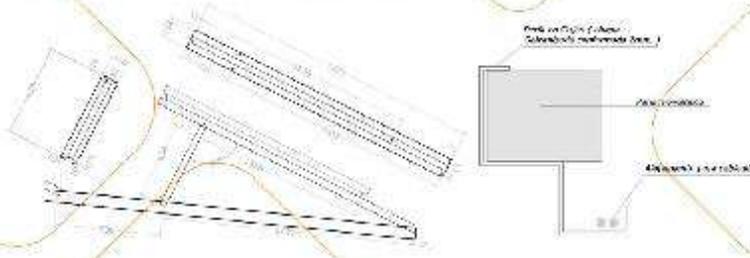
1. Anclaje
2. Rieles
3. Piezas Conexión
4. Triángulo
5. Perfilaría en Cajón (si placa con marco)
6. Tornillería



Enersol ofrece 10 años de Garantía de producto



Perfilería en Cajón



El Perfil se suministra a 3m, y dispone de perforaciones para fijarse al triángulo, además cuenta con orificios en su parte trasera para poder atornillar los paneles y hacerlos solidarios a la estructura.

Los paneles se introducen desde un lateral a modo de guía, lo que agiliza esta labor, invirtiéndose la mitad del tiempo.



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

| | |
|-------------------------------|--|
| Dimensiones del Aluminio (mm) | Todos los flancos Varco (Todos los espesores) mm. |
| Tiempo de vida | Con techo y sin techo |
| Tipología de Cables | Ø16/2 |
| Distancia entre espases | 3m |
| Materiales Acabados | Acero inoxidable con galvanizado (EPVA) |
| Acabado de Cables | Aluminio electrolítico (AlMg1.1a) |
| Acabado Perfil Cajón | Acero galvanizado en caliente (Zinc) |
| Tornillería | Acero inoxidable |
| Carga de Viento max. | 1200 kg/m ² |
| Carga de Nieve max. | 1,6 KN/m ² |
| Mantenimiento | 30 años de garantía |



Material

El material empleado es de la más alta calidad, exigiendo a cada elemento unas prestaciones dependiendo de su función, así el anclaje, las grapas y la tornillería se fabrican en acero inoxidable, los rieles en aluminio extruido, y la perfilera de cajón en acero galvanizado en caliente.



Suministro y Prestaciones

- Dimensionado Inst. *
- Montaje estructura
- Montaje paneles
- Tendido Cableado

* Partidas a realizar por Enersol.

Si desea más información póngase en contacto con Enersol Nuevas Energías S.L. llamando al 96 556 19 91 o bien a través de

www.enersolsl.com
enersol@enersolsl.com

5.4. Cables de corriente continua

Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión

P-Sun 2.0

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: 0,6/1 kV
 Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
 Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible
 No propagación de la llama
 No propagación del incendio
 Baja emisión de humos opacos
 Libre de halógenos
 Reducida emisión de gases tóxicos
 Resistencia a la absorción del agua
 Resistencia al frío
 Resistencia a los rayos ultravioleta
 Resistencia a los agentes químicos

- Norma de diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (10.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).
- Ensayo de tensión en corriente alterna 6 kV, 15 min.
- Ensayo de tensión en corriente continua 10 kV, 15 min.W

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713; NFC 20454; $It \leq 1,5$.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; NFC 20453; BS 6425-2; $pH \geq 4,3$; $C \leq 10 \mu\text{S}/\text{mm}$.

Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono: EN 50396, test B
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (xeno test), ISO 4892-2 (A method), HD 506/A1-2.4.20
- Resistencia a la absorción de agua: EN 60811-1-3

Otros ensayos:

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (EN 60811-1-4)
Impacto (EN 50305)
- Dureza: 85 (DIN 53505)
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (EN 60811-2-1)
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido sódico (EN 60811-2-1)

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico.

Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (10.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.

CUBIERTA

Material: Mezcla cero halógenos, ipo EMS según UNE EN 50363-1.

Colores: Negro, rojo o azul.

APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos



Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión

P-Sun 2.0

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: 0,6/1 kV
 Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
 Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

| Número de conductores x sección mm ² | Diámetro del conductor mm | Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm | Peso kg/km | Resistencia del conductor a 20°C Ω/km | Intensidad admisible al aire (1) A | Caída de Tensión V/A km (corriente continua) |
|---|---------------------------|---|------------|---------------------------------------|------------------------------------|--|
| 1x1,5 | 1,6 | 4,7 | 31 | 13,7 | 25 | 26,5 |
| 1x2,5 | 1,9 | 5,2 | 43 | 8,21 | 34 | 15,92 |
| 1x4 | 2,4 | 5,7 | 58 | 5,09 | 46 | 9,96 |
| 1x6 | 2,9 | 6,4 | 79 | 3,39 | 59 | 6,74 |
| 1x10 | 3,9 | 7,8 | 120 | 1,95 | 82 | 4 |
| 1x16 | 5,4 | 9,0 | 175 | 1,24 | 110 | 2,51 |
| 1x25 | 6,4 | 10,2 | 265 | 0,795 | 140 | 1,59 |
| 1x35 | 7,5 | 11,9 | 360 | 0,565 | 174 | 1,15 |
| 1x50 | 9 | 13,3 | 485 | 0,393 | 210 | 0,85 |
| 1x70 | 10,8 | 15,6 | 690 | 0,277 | 269 | 0,59 |
| 1 x 95 | 12,6 | 16,8 | 875 | 0,210 | 327 | 0,42 |
| 1x 120 | 14,3 | 19,4 | 1100 | 0,164 | 380 | 0,34 |
| 1x 150 | 15,9 | 21,1 | 1420 | 0,132 | 438 | 0,27 |
| 1x 185 | 17,5 | 23,5 | 1655 | 0,108 | 500 | 0,22 |
| 1x 240 | 20,5 | 26,3 | 2200 | 0,0817 | 590 | 0,17 |

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
 —► XLPE2 con instalación tipo F —► columna 13 (A1)

(Ver página 28).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A).

Caídas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.2.

NOTA: para accesorios de conexión del cable P-Sun 2.0 ver conectores Tecplug en el apartado de accesorios para baja tensión.

5.5. Bandeja Aislante – Canaleta



Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**

Descripción

Uso

- Para el soporte, protección y conducción de cables.
- Material aislante.
- Longitud: 3m.
- Color: Gris RAL 7035.

Instalación

- Facilidad y rapidez de montaje. No presenta rebabas al corte.

Composición del producto

- Sistema de bandejas para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: U23X ⁽¹⁾
- Soportes aislantes para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: U23X ⁽¹⁾
- Soportes metálicos para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: Acero inoxidable AISI 304. ⁽¹⁾
- Soportes metálicos para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos: Acero con recubrimiento de resina epoxi ⁽¹⁾
- Soportes metálicos para instalaciones interiores secas: Acero sendzimir.
- Contenido de silicona: Sin silicona (<0,01%)
- Cumplimiento Directiva RoHS: Conforme



Según norma UNE-EN ISO 9001:2000 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex.

www.unex.net
unex@unex.net

ASISTENCIA TÉCNICA
900 166 166



Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**

Marcas de calidad ⁽²⁾



Homologaciones ⁽²⁾



Características

EN 61537:2007 NORMA EUROPEA DE BANDEJAS

| | |
|---|--|
| Temperatura mín./máx. de transporte, almacenaje, instalación y uso | -20°C a +60°C |
| Resistencia al impacto | 20 J a -20°C (excepto 80x100: 10 J y 80x75: 5 J). |
| Propiedades eléctricas | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema de bandejas y soportes aislantes (excepto soportación metálica). ▪ Con aislamiento eléctrico. |
| Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003 ⁽³⁾ | No propagador de la llama. |
| Recubrimiento | Sin recubrimiento (excepto soportes metálicos con recubrimiento metálico y soportes metálicos con recubrimiento orgánico). |



Según norma UNE-EN ISO 9001:2000 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex

www.unex.net
unex@unex.net

ASISTENCIA 24 HORAS
900 166 166



Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**

Características

EN 61537:2007 NORMA EUROPEA DE BANDEJAS

| | |
|--|---|
| % perforación de la base | Clase B (entre 2% y 15%) para bandejas perforadas. Clase A (entre 0% y 2%) para bandejas lisas. |
| Carga admisible (SWL) s/ensayo Tipo I ⁽⁴⁾ | <ul style="list-style-type: none"> ■ 60x75 mm : 7,9 Kg/m ■ 60x100 mm. : 10,8 Kg/m ■ 60x150 mm. : 16,6 Kg/m ■ 60x200 mm. : 22,5 Kg/m ■ 60x300 mm. : 33,7 Kg/m ■ 60x400 mm. : 45,6 Kg/m ■ 100x200 mm. : 37,6 Kg/m ■ 100x300 mm. : 57,3 Kg/m ■ 100x400 mm. : 77,2 Kg/m ■ 100x500 mm. : 96,6 Kg/m ■ 100x600 mm. : 116,5 Kg/m |
| Ensayo del hilo incandescente s/ EN 60695-2-11:2001 ⁽³⁾ | Grado de severidad 960°C. |

EN 50085-1:1997 BANDEJA + TAPA. CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS POR REBT

| | |
|---|---|
| Temperatura mín./máx. de servicio | -25°C a +60°C |
| Resistencia al impacto | Muy fuerte (20 J). |
| Propiedades eléctricas | Canal aislante. |
| Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003 | No propagador de la llama. |
| Retención de la tapa | Abrible sólo con herramienta. |
| Protección contra la penetración de objetos sólidos s/ EN 60529:1991 ⁽⁵⁾ | Perforada: Grado IP2X. Lisa : Grado IP3X. |
| Protección contra daños mecánicos s/ EN 62262:2002 ⁽⁶⁾ ⁽⁵⁾ | Bandejas con tapa. Grado IK10. |

EN 50085-2-1:2006+EN 50085-2-1/A1:2011

| | |
|---|--------------|
| Material | No metálico. |
| Temperatura mínima de almacenamiento y transporte | -45°C |
| Temperatura mínima de instalación y aplicación | -25°C |



Según norma UNE-EN ISO 9001:2000 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex

www.unex.net
unex@unex.net

ASISTENCIA 24 HORAS
 900 166 166



Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**

Características

EN 50085-2-1:2006+EN 50085-2-1/A1:2011

| | |
|--|---|
| Temperatura máxima de aplicación | +60°C |
| Resistencia al impacto para instalación y uso | Bandeja con tapa: 20 J a -25°C |
| Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003 (5) | No propagador de la llama. |
| Continuidad eléctrica | Sin continuidad eléctrica. |
| Características de aislamiento eléctrico | Con aislamiento eléctrico. |
| Grado de protección proporcionado por la envolvente s/ EN 60529:1991 (5) | <ul style="list-style-type: none"> ▪ IP3X. Bandeja lisa con tapa. ▪ IP2X. Bandeja perforada con tapa. |
| Retención de la cubierta de acceso al sistema | Cubierta de acceso que solo puede abrirse con herramientas. |
| Separación de protección eléctrica | Con y sin tabique de separación de protección interna. |
| Tipos de montaje previstos | De montaje superficial en la pared. |
| Prevención contacto con líquidos | No aplica. |
| Tipo | Tipo 2. (distribución) |
| Tensión asignada (7) | 750 V |
| Protección contra daños mecánicos s/ EN 62262:2002 (6) (5) | Bandeja con tapa: Grado IK10 |

CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES Y CONSTRUCTIVAS

| | |
|--|---|
| Conformación de bandejas y tapas | Conformadas por extrusión de alta calidad con la forma definitiva de uso y con paredes macizas |
| Unión entre tramos | Unión entre tramos de espesor igual o superior al de las bandejas a unir. Con taladros longitudinales para absorber dilataciones. |
| Resistencia a la corrosión húmeda o salina | Inherentemente resistente s/EN 61537:2007. |
| Resistencia a la corrosión en ambientes químicos | Resistencia definida en DIN 8061 e ISO/TR 10358 |
| Comportamiento a intemperie | Buen comportamiento frente a UV e intemperie. Certificado UL LISTED como "Suitable for outdoor" s/ ANSI/UL 568:2009 y CAN/CSA C22.2 No. 126.2-02. |



Según norma UNE-EN ISO 9001:2000 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex

www.unex.net
unex@unex.net

ASISTENCIA TÉCNICA
 900 166 166



Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**

Características

CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES Y CONSTRUCTIVAS

| | |
|--------------------------|---|
| Puesta a tierra | La bandeja es aislante y no precisa de puesta a tierra |
| Soportes | Cumplen la norma EN 61537:2007 con las cargas máximas de las bandejas que soportan. |
| Instrucciones de montaje | Las bandejas y sus accesorios deben instalarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante suministradas en cada embalaje de bandeja. |
| Embalado del producto | Producto embalado y claramente identificado. |

Normativa de obligado cumplimiento

PRODUCTO BAJO DIRECTIVA DE BAJA TENSIÓN 2006/95/CE

| | |
|------------|---|
| Marcado CE | Conformidad con la norma EN 61537:2007. |
|------------|---|

Características de materia prima U23X

- Materia Prima base: PVC
- Contenido en siliconas: <0,01% ⁽⁸⁾
- Contenido en ftalatos s/ASTM D2124-99:2004: <0,01% ⁽⁸⁾
- Rigidez dieléctrica s/EN 60243-1:1998: 18±4 kV/mm
- Reacción al fuego s/UNE 23-727: 1990: Clasificación: M1
- Ensayos de inflamabilidad UL de materiales plásticos s/ANSI/UL 94: 1990: Grado UL94: V0
- L.O.I. Índice de oxígeno s/EN ISO 4589:1999: (Concentración %) = 52±5
- Coeficiente de dilatación lineal: 0,07 mm/°C m. ⁽⁹⁾
- Comportamiento frente a agentes químicos: Las normas ISO/TR 10358 y DIN 8061 indican el comportamiento del PVC rígido frente a una serie de productos químicos en función de la temperatura y la concentración. (ver tabla de agentes químicos en www.unex.net/Agentes_quimicos.pdf) ⁽⁹⁾
- Homologación UL: UL File E317944 (sólo formulación extrusión color gris)

Características de materia prima Acero recubierto con resina epoxi

- Materia Prima base: Acero
- Recubrimiento: Recubrimiento ARC+resina epoxi/Poliéster
- Clasificación: Aceros DD11 s/EN 10111:2008 y DC01 s/EN 10130:1999



Según norma UNE-EN ISO 9001:2000 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex

www.unex.net
unex@unex.net

ASISTENCIA TÉCNICA
 900 166 166



Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**

Características de materia prima Acero inoxidable recubierto con resina epoxi

- Materia Prima base: Acero inoxidable
- Recubrimiento: Resina epoxi/Poliéster
- Comportamiento frente a agentes químicos: (ver tabla de agentes químicos en www.unex.net/Agentes_quimicos.pdf) ⁽²⁾
- Clasificación: EN 10088: 1.4301
AISI:AISI 304
NF A35-586:Z8CN 18-09
DIN 17440:1.4301(V2A)
BS:304,S31
EN ISO 3508 A2 (tornillos y grapillas)

Características de materia prima Acero sendzimir

- Materia Prima base: Acero
- Recubrimiento s/EN 10130:1998: Pregalvanizado Z275-MBO
- Clasificación s/EN 10142: 2000: DX53D+Z275-MBO

Características de materia prima PVC Plastificado

- Materia Prima base: PVC plastificado
- Ensayos de inflamabilidad UL de materiales plásticos s/ANSI/UL 94: 1990: grado UL94 V0



Según norma UNE-EN ISO 9001:2000 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex

www.unex.net
unex@unex.net

ASISTENCIA 24 HORAS
900 160 160

8

Ficha técnica

Bandejas aislantes 66 en U23X



Notas

1. En instalaciones exteriores y ambientes químicos agresivos es conveniente una revisión periódica del estado de la instalación.
2. Excepto referencias nuevas, en proceso de obtención de marcas de calidad y homologaciones. Ver lista numérica de referencias www.unex.net/QM.pdf
3. Ensayo realizado según prescripciones de norma EN 61537:2007 / IEC 61537:2008
4. EN 61537:2007, IEC 61537:2008. Condiciones del ensayo de carga admisible (SWL): • T = 40 °C Distancia entre soportes 1,5 m. • T = 80 °C Distancia entre soportes 1 m. • Flecha longitudinal inferior al 1% y transversal inferior al 5%. • Ensayo Tipo I (la unión entre dos tramos de bandeja puede quedar situada en cualquier posición entre dos soportes). • El sistema de bandejas (bandejas y soportes) deberá soportar sin rotura una carga de 1,7 veces la carga admisible.
5. Ensayo realizado según prescripciones de norma EN 50085-1
6. Instalada con la pieza Anclaje de Tapa ref. 66845 ó 66855. Sin pieza Anclaje de Tapa: resistencia al impacto Medio (2J) y protección contra daños mecánicos grado IK07.
7. Ensayo realizado considerando el uso de la bandeja con tapa para proporcionar aislamiento suplementario a un conductor aislado según prescripciones de norma EN 50085-1 (Directiva de Baja Tensión)
8. Limite de detección para la técnica analítica aplicada
9. Las características marcadas se basan en ensayos puntuales sobre la materia prima utilizada para la fabricación de nuestros productos o bien reflejan los valores generalmente aceptados en la práctica por los fabricantes de materia prima y que facilitamos únicamente a título informativo y de orientación.

* La información de este documento es un resumen de los datos más utilizados por nuestros clientes. Para más detalle visite nuestra página web.

** Unex aparellaje eléctrico, S.L. se reserva el derecho de modificar cualquiera de las características de los productos que fabrica. Este documento es una copia no controlada, que no se actualizará al producirse cambios en su contenido.

22/7/2015



Según norma UNE-EN ISO 9001:2000 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex

www.unex.net
unex@unex.net

ASISTENCIA TÉCNICA
RESERVADA
900 168 168

7

5.6. Cable de corriente alterna

baja tensión cables para instalaciones interiores o receptoras

AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV** Norma diseño: **UNE 21123-4** Destrucción genérica: **RZ1-K (AS)**



CARACTERÍSTICAS CABLE



- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión alterna. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- No propagación del incendio: UNE EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713 ; NFC 20454 ; It 1.5.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2 ; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; pH 4,3 ; C 10 µS/mm.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
 (Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.
Color: Verde.



APLICACIONES

- Cable de fácil pelado y alta flexibilidad, especialmente adecuado para instalaciones interiores o receptoras en locales de pública concurrencia: (salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.)
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable (instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc.) o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.
- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). - Derivaciones individuales (ITC-BT 15). - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20).
- Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28).
- Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004).
- Edificios en general (Código Técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).



AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma diseño: **UNE 21123-4**

Designación genérica: **RZI-X (AS)**



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

| Sección nominal mm ² | Espesor de aislamiento mm | Diámetro exterior mm | Peso total kg/km | Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km | Intensidad admisible al aire (1) A | Intensidad admisible enterrado (2) A | Caída de tensión V/A km | |
|---------------------------------|---------------------------|----------------------|------------------|--|------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|-------------|
| | | | | | | | cos φ = 1 | cos φ = 0,8 |
| 1 x 1.5 | 0.7 | 5.7 | 42 | 13.3 | 21 | 21 | 26,5 | 21,36 |
| 1 x 2.5 | 0.7 | 6.2 | 60 | 7.98 | 29 | 27,5 | 15,92 | 12,88 |
| 1 x 4 | 0.7 | 6.8 | 74 | 4.95 | 38 | 35 | 9,96 | 8,1 |
| 1 x 6 | 0.7 | 7.3 | 96 | 3.3 | 49 | 44 | 6,74 | 5,51 |
| 1 x 10 | 0.7 | 8.4 | 140 | 1.91 | 68 | 58 | 4 | 3,31 |
| 1 x 16 | 0.7 | 9.4 | 195 | 1.21 | 91 | 75 | 2,51 | 2,12 |
| 1 x 25 | 0.9 | 11 | 290 | 0.78 | 116 | 96 | 1,59 | 1,37 |
| 1 x 35 | 0.9 | 12.6 | 395 | 0.55 | 144 | 117 | 1,15 | 1,01 |
| 1 x 50 | 1 | 14.2 | 550 | 0.38 | 175 | 138 | 0,85 | 0,77 |
| 1 x 70 | 1.1 | 15.8 | 750 | 0.27 | 224 | 170 | 0,59 | 0,56 |
| 1 x 95 | 1.1 | 17.9 | 970 | 0.20 | 271 | 202 | 0,42 | 0,43 |
| 1 x 120 | 1.2 | 19 | 1200 | 0.16 | 314 | 230 | 0,34 | 0,36 |
| 1 x 150 | 1.4 | 21.2 | 1480 | 0.12 | 363 | 260 | 0,27 | 0,31 |
| 1 x 185 | 1.6 | 23.9 | 1866 | 0.10 | 415 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 1 x 240 | 1.7 | 26.9 | 2350 | 0.08 | 490 | 336 | 0,17 | 0,22 |
| 1 x 300 | 1.8 | 29.5 | 3063 | 0.06 | 630 | 380 | 0,14 | 0,19 |
| 2 x 1.5 | 0.7 | 8.7 | 105 | 13.3 | 24 | 24 | 30,98 | 24,92 |
| 2 x 2.5 | 0.7 | 9.6 | 136 | 7.98 | 33 | 32 | 18,66 | 15,07 |
| 2 x 4 | 0.7 | 10.5 | 175 | 4.95 | 45 | 42 | 11,68 | 9,46 |
| 2 x 6 | 0.7 | 11.7 | 230 | 3.3 | 57 | 53 | 7,90 | 6,42 |
| 2 x 10 | 0.7 | 14 | 345 | 1.91 | 76 | 70 | 4,67 | 3,84 |
| 2 x 16 | 0.7 | 16.9 | 503 | 1.21 | 105 | 91 | 2,94 | 2,45 |
| 2 x 25 | 0.9 | 20.4 | 780 | 0.78 | 123 | 116 | 1,86 | 1,59 |
| 2 x 35 | 0.9 | 23.4 | 1060 | 0.55 | 154 | 140 | 1,34 | 1,16 |
| 2 x 50 | 1 | 26.8 | 1448 | 0.38 | 188 | 166 | 0,99 | 0,88 |
| 3 G 1.5 | 0.7 | 9.2 | 120 | 13.3 | 24 | 24 | 30,98 | 24,92 |
| 3 G 2.5 | 0.7 | 10.1 | 160 | 7.98 | 33 | 32 | 18,66 | 15,07 |
| 3 G 4 | 0.7 | 11.1 | 215 | 4.95 | 45 | 42 | 11,68 | 9,46 |
| 3 G 6 | 0.7 | 12.3 | 282 | 3.3 | 57 | 53 | 7,90 | 6,42 |
| 3 G 10 | 0.7 | 14.7 | 430 | 1.91 | 76 | 70 | 4,67 | 3,84 |
| 3 G 16 | 0.7 | 17.8 | 650 | 1.21 | 105 | 91 | 2,94 | 2,45 |
| 3 x 25 | 0.9 | 21.4 | 946 | 0.78 | 110 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 3 x 35 | 0.9 | 24.9 | 1355 | 0.55 | 137 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 3 x 50 | 1 | 28.6 | 1869 | 0.38 | 167 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 3 x 70 | 1.1 | 32.1 | 2530 | 0.27 | 214 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 3 x 95 | 1.1 | 36.4 | 3322 | 0.20 | 259 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 3 x 120 | 1.2 | 40.3 | 4301 | 0.16 | 301 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 3 x 150 | 1.4 | 44.9 | 5332 | 0.12 | 343 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 3 x 185 | 1.6 | 49.8 | 6521 | 0.10 | 391 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 3 x 240 | 1.7 | 56.1 | 8576 | 0.08 | 468 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 3 x 300 | 1.8 | 61.8 | 10633 | 0.06 | 565 | 380 | 0,14 | 0,18 |

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.



AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma diseño: **UNE 21123-4**

Designación genérica: **KZ1-K (AS)**



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

| Sección nominal mm ² | Espesor de aislamiento mm | Diámetro exterior mm | Peso total kg/km | Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km | Intensidad admisible al aire (1) A | Intensidad admisible enterrado (2) A | Caída de tensión V/A km | |
|---------------------------------|---------------------------|----------------------|------------------|--|------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|-------------|
| | | | | | | | cos φ = 1 | cos φ = 0,8 |
| 3 x 25/16 | 0.9/0.7 | 22.6 | 1120 | 0.780/0.121 | 110 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 3 x 35/16 | 0.9/0.7 | 26.1 | 1570 | 0.554/0.121 | 137 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 3 x 50/25 | 1.0/0.9 | 30.3 | 2240 | 0.386/0.780 | 167 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 3 x 70/35 | 1.1/0.9 | 34 | 3010 | 0.272/0.554 | 214 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 3 x 95/50 | 1.1/1.0 | 38.7 | 3809 | 0.206/0.386 | 259 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 3 x 120/70 | 1.2/1.1 | 43.5 | 5028 | 0.161/0.272 | 301 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 3 x 150/70 | 1.4/1.1 | 47.4 | 5980 | 0.129/0.272 | 343 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 3 x 185/95 | 1.6/1.1 | 52.7 | 7490 | 0.106/0.206 | 391 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 3 x 240/120 | 1.7/1.2 | 59.3 | 9705 | 0.0801/0.161 | 468 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 3 x 300/150 | 1.8/1.4 | 64.7 | 12145 | 0.0641/0.129 | 565 | 380 | 0,14 | 0,18 |
| 4 G 1.5 | 0.7 | 9.9 | 145 | 13.3 | 20 | 21 | 26,94 | 21,67 |
| 4 G 2.5 | 0.7 | 11 | 195 | 7.98 | 26.5 | 27.5 | 16,23 | 13,1 |
| 4 G 4 | 0.7 | 12.1 | 260 | 4.95 | 36 | 35 | 10,16 | 8,23 |
| 4 G 6 | 0.7 | 13.5 | 350 | 3.3 | 46 | 44 | 6,87 | 5,59 |
| 4 G 10 | 0.7 | 16.2 | 540 | 1.91 | 65 | 58 | 4,06 | 3,34 |
| 4 G 16 | 0.7 | 19.7 | 810 | 1.21 | 87 | 75 | 2,56 | 2,13 |
| 4 x 25 | 0.9 | 23.8 | 1233 | 0.78 | 110 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 4 x 35 | 0.9 | 27.4 | 1711 | 0.55 | 137 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 4 x 50 | 1 | 31.7 | 2386 | 0.38 | 167 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 4 x 70 | 1.1 | 35.7 | 3240 | 0.27 | 214 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 4 x 95 | 1.1 | 40.0 | 4380 | 0.20 | 259 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 4 x 120 | 1.2 | 44.0 | 5420 | 0.16 | 301 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 4 x 150 | 1.4 | 50.0 | 6800 | 0.12 | 343 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 4 x 185 | 1.6 | 56.5 | 8560 | 0.10 | 391 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 4 x 240 | 1.7 | 63.5 | 10940 | 0.08 | 468 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 5 G 1.5 | 0.7 | 10.8 | 170 | 13.3 | 20 | 21 | 26,94 | 21,67 |
| 5 G 2.5 | 0.7 | 12 | 230 | 7.98 | 26.5 | 27.5 | 16,23 | 13,1 |
| 5 G 4 | 0.7 | 13.2 | 315 | 4.95 | 36 | 35 | 10,16 | 8,23 |
| 5 G 6 | 0.7 | 14.8 | 420 | 3.3 | 46 | 44 | 6,87 | 5,59 |
| 5 G 10 | 0.7 | 17.8 | 660 | 1.91 | 65 | 58 | 4,06 | 3,34 |
| 5 G 16 | 0.7 | 21.5 | 990 | 1.21 | 87 | 75 | 2,56 | 2,13 |
| 5 G 25 | 0.9 | 25.8 | 1490 | 0.78 | 110 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 5 G 35 | 0.9 | 30.6 | 2160 | 0.55 | 137 | 117 | 1,17 | 1,01 |

En el caso de conductores con sección "3 x a/b", se trata de tres conductores de sección "a" (las fases) más un conductor de sección "b".

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica. (Ver página 23).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A) para instalaciones interiores o receptoras. Para redes de distribución subterráneas ver apartado C).

Caídas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.2.



5.7. Fusible de aplicación fotovoltaica

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

La principal novedad que ofrecen estos productos es la tensión asignada de 1000 V DC y 600 V DC. Están destinados principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones superiores a 600 V DC. También pueden utilizarse como protección en instrumentación y como protección de circuitos auxiliares en ferrocarriles. Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la nueva Norma IEC60269-6). Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMF 1000V en versión unipolar o bipolar (con o sin indicador de fusión).

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/cilindricos/

| 10x38 | In (A) | REFERENCIA | PODER DE CORTE (A) | EMPAQUE (Un./PA) |
|----------|--------|------------|--------------------|------------------|
| 1000V DC | 1 | 491601 | 30 | 10/100 |
| | 2 | 491602 | 30 | 10/100 |
| | 3 | 491604 | 30 | 10/100 |
| | 4 | 491605 | 30 | 10/100 |
| | 5 | 491606 | 30 | 10/100 |
| | 6 | 491610 | 30 | 10/100 |
| | 8 | 491615 | 30 | 10/100 |
| | 10 | 491620 | 30 | 10/100 |
| | 12 | 491625 | 30 | 10/100 |
| | 15 | 491629 | 30 | 10/100 |
| | 16 | 491630 | 30 | 10/100 |
| | 20 | 491635 | 30 | 10/100 |



| | | | | |
|---------|--------|--------|--------|--------|
| 600V DC | 1 | 491901 | 30 | 10/100 |
| | 2 | 491902 | 30 | 10/100 |
| | 3 | 491904 | 30 | 10/100 |
| | 4 | 491905 | 30 | 10/100 |
| | 5 | 491906 | 30 | 10/100 |
| | 6 | 491910 | 30 | 10/100 |
| | 8 | 491915 | 30 | 10/100 |
| | 10 | 491920 | 30 | 10/100 |
| | 12 | 491925 | 30 | 10/100 |
| | 15 | 491929 | 30 | 10/100 |
| | 16 | 491930 | 30 | 10/100 |
| | 20 | 491935 | 30 | 10/100 |
| | 25 | 491940 | 30 | 10/100 |
| | 30 | 491944 | 30 | 10/100 |
| 32 | 491945 | 30 | 10/100 | |



| 14x51 | In (A) | REFERENCIA | PODER DE CORTE (A) | EMPAQUE (Un./PA) |
|----------|--------|------------|--------------------|------------------|
| 1000V DC | 25 | 491650 | 30 | 10/50 |
| | 32 | 491655 | 30 | 10/50 |



NDIAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6
UL 2570

INDICACIONES

TÉRMINO
(CARACTERÍSTICA H)

PÁGINA **11**

TÉRMINO
(EQUIVALENTE REVISIÓN
PAR TERMOALMA
ANSI/IEEE)

PÁGINA **14**

CONVETILE
PÁGINA PARA
APLICACIONES
FOTOVOLTAICAS

PÁGINA **07**

CONVETILE
CONVETIPADA PARA
FUSIBLES gPV

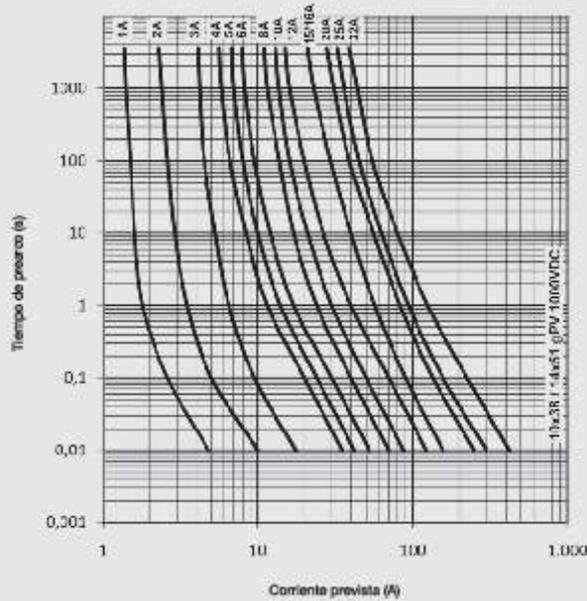
PÁGINA **09**

FOTVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTVOLTAICAS CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

10x38
14x51



| CORRIENTE ASIGNADA (A) | REFERENCIA | POTENCIA DISIPADA (W @ 07s) | | POTENCIA DISIPADA (W @ 1s) | | P _t PREARCO (A ²) | | P _t TOTAL (A ²) | | | | |
|------------------------|------------|-----------------------------|---------|----------------------------|---------|--|---------|--|---------|------|------|---|
| | | 1000V DC | 600V DC | 1000V DC | 600V DC | 1000V DC | 600V DC | 1000V DC | 600V DC | | | |
| 10x38 | 1 | 491601 | 491901 | 0,31 | 0,31 | 0,76 | 0,76 | 0,35 | 0,35 | 1,3 | 0,8 | |
| | 2 | 491602 | 491902 | 0,78 | 0,82 | 1,45 | 1,54 | 0,82 | 1,78 | 1,0 | 3,9 | |
| | 3 | 491604 | 491904 | 0,66 | 0,54 | 1,66 | 1,35 | 1,9 | 9,0 | 3,1 | 19,6 | |
| | 4 | 491605 | 491905 | 0,64 | 0,73 | 1,57 | 1,84 | 6,9 | 3,0 | 11 | 8,6 | |
| | 5 | 491606 | 491906 | 0,60 | 0,93 | 1,65 | 2,22 | 14 | 4,4 | 22 | 9,6 | |
| | 6 | 491610 | 491910 | 0,76 | 0,98 | 1,84 | 2,40 | 24 | 8,5 | 38 | 18,8 | |
| | 8 | 491615 | 491915 | 0,80 | 1,02 | 1,92 | 2,55 | 62 | 25 | 99 | 55,0 | |
| | 10 | 491620 | 491920 | 0,94 | 1,03 | 2,2 | 2,58 | 10 | 11 | 48 | 27,9 | |
| | 12 | 491625 | 491925 | 0,98 | 1,04 | 2,4 | 2,60 | 18 | 25 | 94 | 62,8 | |
| | 15 | 491629 | 491929 | 1,0 | 1,07 | 2,6 | 2,44 | 46 | 25 | 110 | 82,8 | |
| | 16 | 491630 | 491930 | 1,1 | 1,08 | 2,7 | 2,70 | 46 | 33 | 110 | 82,8 | |
| | 20 | 491635 | 491935 | 1,2 | 1,16 | 2,9 | 2,90 | 118 | 85 | 282 | 212 | |
| | 25 | - | 491940 | - | 1,10 | - | 2,74 | - | 280 | - | 480 | - |
| | 30 | - | 491944 | - | 1,70 | - | 4,00 | - | 400 | - | 650 | - |
| 32 | - | 491945 | - | 1,78 | - | 4,40 | - | 400 | - | 650 | - | |
| 14x51 | 25 | 491650 | - | 1,6 | - | 3,8 | - | 275 | - | 650 | - | |
| | 32 | 491655 | - | 2,0 | - | 4,7 | - | 550 | - | 1300 | - | |

5.8. Vigía de aislación

**DESCRIPCIÓN**

El equipo FATH es un vigilante de fuga a tierra para instalaciones eléctricas conectadas a tierra en sistemas TT* y TN**. Mide las corrientes de fuga a tierra de la instalación mediante el transformador TR2. En caso de producirse un fallo a tierra, el FATH activa un contacto de salida instantáneo.

Dispone de una función de rearme automático, donde el FATH comprueba si la fuga a tierra persiste o no. En caso que haya desaparecido se restablece el servicio. Realiza un número ilimitado de intentos de rearme, y el intervalo de rearme es de 5 minutos. También está disponible el modelo sin rearme.

El equipo FATH tiene el valor umbral de fuga a tierra ajustable entre: 200mA y 1000mA.

La tensión de alimentación del FATH es 85...370 VDC y 85...265 VAC.

*TT: un punto del sistema está puesto directamente a tierra y es accesible a todos los elementos de la instalación.

**TN: un punto del sistema está puesto directamente a tierra y el resto de elementos de la instalación tienen conexiones a tierra independientes.

APLICACIONES

- Instalaciones eléctricas DC hasta 30A conectados a tierra.
- Sistemas DC conectados a tierra sin límite de capacidad parásita.
- Sistemas DC con conversión de potencia para componentes con rectificadores o inversores.

EQUIPOS INSTALADOS

PROAT es proveedor de las principales instalaciones fotovoltaicas y eólicas nacionales e internacionales en: España, Italia, Francia, Chequia, Polonia, Islas Mauricio y Canadá. Suministra a los principales fabricantes de inversores tales como Xantrex, SMA, Gamesa y Siliken entre otros.



fath
VIGILANTE DE
FUGA A TIERRA

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

- Conecta un o dos relés de salida conmutado cuando detecta fuga.
- Contacto de salida libre de potencial.
- Tiempos de Rearme 5 min.
- Valor umbral de fuga a tierra ajustable en frontal.
- Pulsador de Test para simular un fallo a tierra.
- Pulsador de Reset para desconexión de leds y de relés de salida.
- Diodo luminoso que memoriza el fallo a tierra.
- Fusible de protección.
- Bornes en carátula frontal.
- Caja de plástico para instalación en carril DIN.
- Amplio margen de tensión de alimentación.



MÁS INFORMACIÓN EN

+ 34 93 579 06 10 comercial@proat.es



SOLUCIONES

Fotovoltaica

En las instalaciones fotovoltaicas, el FATH tiene su aplicación en instalaciones conectadas a tierra, tales como los paneles de capa fina, donde uno de los polos se conecta a tierra.

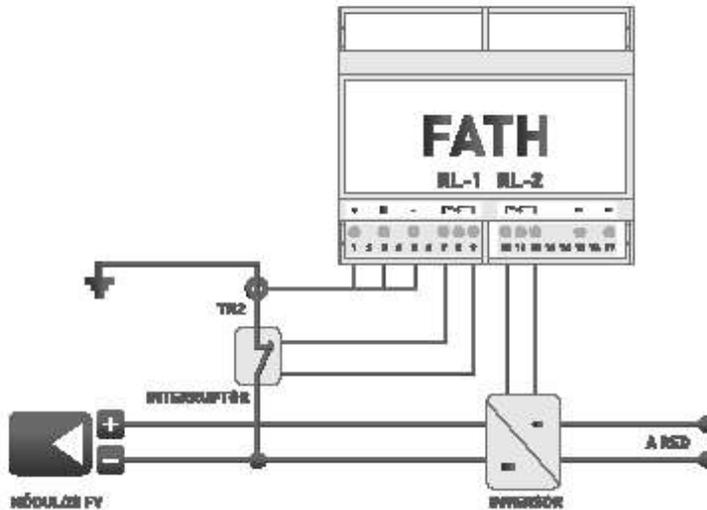
El equipo FATH puede utilizarse para desconectar la unión a tierra de la instalación, para alertar al inversor o para dar señalizar a un interruptor para que desconecte el inversor, cortocircuitar paneles fotovoltaicos, etc., según el equipo asociado que se utilice.

PROAT fabrica interruptores tipo NMI y NIPS donde puede llevar integrado un FATH.

Industria

El equipo FATH puede utilizarse para la vigilancia de cualquier instalación DC conectada a tierra, tales como sistemas con baterías industriales, componentes industriales, rectificadores, etc.

DIAGRAMAS EMBORNAMIENTO

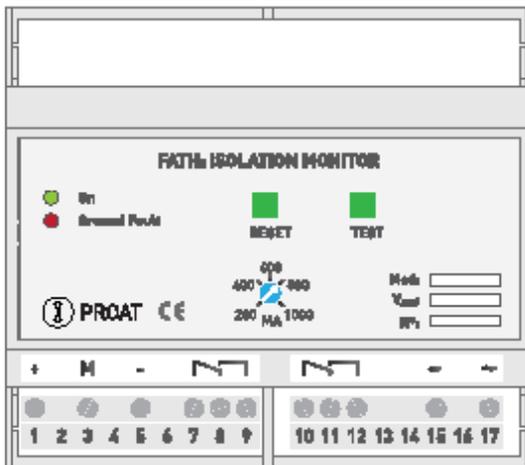


CERTIFICADOS





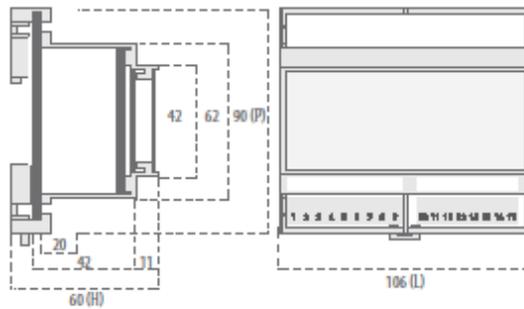
FRONTAL Y CONEXIONES



- A. Led indicador "Tensión auxiliar"
- B. Led indicador "Fallo a tierra"
- C. Pulsador para Test
- D. Pulsador de Reset
- 1. (+) Conexión TR2
- 3. Medida TR2
- 5. (-) Conexión TR2
- 7. Relé de alarma 1 - Punto medio
- 8. Relé de alarma 1 - NC
- 9. Relé de alarma 1 - NA
- 10. Relé de alarma 2 - Punto medio
- 11. Relé de alarma 2 - NC
- 12. Relé de alarma 2 - NA
- 15. Alimentación auxiliar - L1
- 17. Alimentación auxiliar - L2

CARACTERÍSTICAS CAJA

- Caja para montaje en barra OMEGA DIN EN 50022.
- Material plástico auto extingible clase VO.
- H: 60mm, L: 106mm, P: 90mm.



MANTENIMIENTO

Cada seis meses o en las revisiones periódicas se recomienda pulsar TEST para comprobar que el equipo actúa correctamente.

SELECCIÓN DE REFERENCIA

| Referencia | Re-conexión |
|-------------|-------------|
| FATH + TR2 | Si |
| FATHS + TR2 | No |



fath
VIGILANTE DE
FUGA A TIERRA

DATOS TÉCNICOS

| Ensayos Dielectricos | |
|---|------------------------------------|
| Tensión auxiliar frente contactos salida | 3k VDC |
| Rangos de Tensión | |
| Tensión máxima | 1000 VDC |
| Tensión auxiliar Vaux | 85 ... 265 VAC y 85 ... 370 VDC |
| Rango frecuencias Vaux | 47 ... 440 Hz |
| Consumo | ≤2 VA |
| Valores de Respuesta | |
| Nivel actuación I _n | 200...1000 mA |
| Error de medida (O _n) | ±5% |
| Tiempo de respuesta T _n | <100 ms |
| Actuación contacto RL | 500 ms |
| Tiempos de rearme T _m | 5 min. |
| Circuito de Medida TR2 (I _n <1A) | |
| Transductor de Corriente AC-DC | Flux-Gate |
| Resistencia aislamiento @ 500VDC | 500MΩ |
| Exactitud medida | < ±1% |
| Anchura de banda | DC, 40 ... 7000Hz |
| Consumo | ±45mA |
| Carcasa de plástico aislada | UL94-V0 |
| Abertura para conductor primario | Ø11 mm |
| Longitud cable hasta el FATH | 25 cm |
| Conector de salida hacia FATH | Molex 4h |
| Pasos de corriente máxima | ±30A |
| Frontal del Equipo | |
| Tipo indicación | 2 leds |
| Presencia Vaux | led verde |
| Fallo a tierra | led rojo |
| Pulsador test | Si |
| Pulsador reset | Si |
| Ajuste nivel actuación | Si |

| Elementos Conmutación | |
|--|-----------------------------------|
| Numero contactos | 1 contacto |
| Tipo contactos | conmutados |
| Voltaje contactos | libres potencial |
| Máx. tensión conmutación | 250 VAC / 300 VDC |
| Máx. corriente conmutación | 5A |
| Endurancia (operaciones) | 20.000.000 |
| Capacidad apertura | 2A - AC239V 0,4-0,2A - DC220 V |
| Datos Generales | |
| Modo operación | continuo |
| Montaje | en carril DIN |
| Conexiones | tornillo M2,5 |
| Par máximo apriete | 0,4 Nm |
| Grado protección | IP20 |
| Clase inflamabilidad | UL94V-0 |
| Peso | 310 g. aprox. |
| Temperatura operación | -5°C ... +55°C |
| Temperatura almacenamiento | -20°C ... +80°C |
| Humedad relativa (sin condensación de hielo) | <95% |
| Forma cambio valores | no aplicable |
| Normativa Estándar | |
| Emisiones EMC | EN50081 |
| Inmunidad Interferencias EMC | EN50082-1 |
| Baja tensión | Reglamento BT |
| Valores por Defecto | |
| Nivel actuación | no aplicable |
| Tiempo rearme | 5 minutos |
| Temporización RL | 500 ms |
| Memorización fallos | activada |
| Sistema de Medida | |
| Medida de la corriente de fuga a tierra a través de toroidal | |

MÁS INFORMACIÓN EN
+ 34 93 579 06 10 comercial@proat.es

5.9. Interruptor de corriente continua

PROAT

NINFAC: Interruptor de continua para instalaciones fotovoltaicas con contactos de alta capacidad

Aplicaciones

En instalaciones fotovoltaicas, el NINFAC funciona como interruptor de continua. Al recibir la orden de actuar procedente de un vigilante de aislamiento (por Ej.: FAC3/I), desconecta el inversor de los paneles solares y cortocircuita la tensión de paneles. Ello permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de instalación y mantenimiento, al reducir la tensión de los paneles de un valor elevado (cientos de voltios) a un valor cercano a cero voltios. También puede realizar la función de conexión a tierra o desconexión de paneles al inversor.

Descripción del equipo

El NINFAC es un interruptor de corriente continua fabricados con contactos de alta capacidad. Se fabrica en tres configuraciones:

- > En el modelo básico (/B), cuando recibe la orden de actuación, el contacto RL1 desconecta el positivo de paneles del inversor, temporiza un segundo y cortocircuita la tensión de paneles.
- > versión /T: el cortocircuito se conecta a la borna de tierra.
- > versión/T2: el relé de tierra RT, desconecta el negativo del inversor y lo une a tierra.
- > versión /S: Solo separa los paneles del inversor, no se realiza el cortocircuito.

En todas las configuraciones se puede añadir la función de reenganche (/R) caso de que el vigilante de aislamiento no la lleve.

Características funcionales

- > Activación y desactivación por impulso de cierre de contacto.
- > Contactos de alta capacidad.
- > Sin límite de maniobras.
- > Tiempo pulso de maniobra: 100 mseg.(min.)
- > Tensión auxiliar 230 Vca.

Características Constructivas

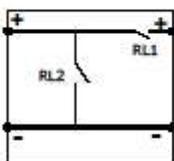
- > Caja metálica con borna de conexión a tierra
- > Bornes de potencia.
- > Led Rojo indicativo cortocircuito.
- > Led Verde encendido si hay tensión en los paneles.
- > Led verde de existencia de tensión auxiliar (230Vac)
- > Pulsador de desconexión de cortocircuito en modelos con rearme interno (/R)

Datos Técnicos

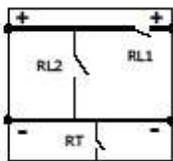
- > Tensión de corte hasta 900 V_{cc}
- > Intensidad de cortocircuito: 20, 50, 80 ó 120 A.
- > Sin consumo de energía de paneles.
- > Tiempo respuesta: <100ms
- > Reglamento Baja tensión
- > Normativa EMC, Inmunidad
- > Aislamiento: Vca (Clase II)
- > Aislamiento: Vcc (Clase I)



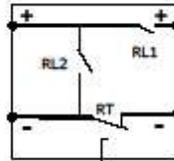
Diversos modelos de funcionamiento



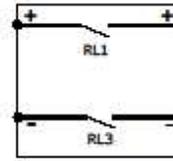
Configuración B
Maniobra en caso de fallo aislamiento:
Separación del positivo y cortocircuito



Configuración T
Maniobra en caso de fallo aislamiento:
Separación del positivo, cortocircuito y conexión a tierra



Configuración T2
Maniobra en caso de fallo aislamiento:
Separación del positivo, cortocircuito y conexión a tierra y desconexión de negativo



Configuración S
Maniobra en caso de fallo de aislamiento:
Separación del positivo y del negativo

PROAT

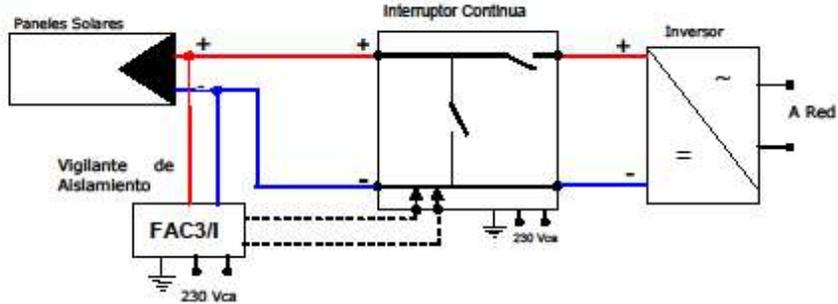
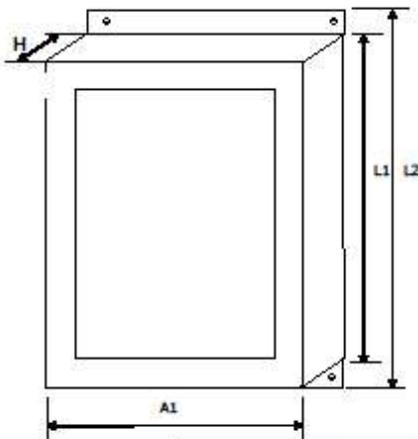


Fig.2: Interruptor de Continua NINFAC en una instalación fotovoltaica



Dimensiones de la Caja (milímetros)

| H | A1 | L1 | L2 | Modelos |
|-----|-----|-----|-----|-------------|
| 120 | 240 | 250 | 290 | 20, 50, 80A |

| Modelos | NINFAC | vvv | i | n | (r) |
|---|--------|-----|---|---|--|
| Tensión Continua máx. 200,400,600,800,900 V (Tensión en circuito abierto) | | | | | |
| Intensidad máxima L = 20A N = 50A A = 80A C = 120A | | | | | |
| | | | | | R-función de reenganche |
| | | | | | Configuración: B- básica T- con conexión Tierra T2- con conexión tierra y desc.[-] S- separación sin cortocircuito |

Ejemplos:

NINFAC 400LB modelo básico para una instalación con tensión en circuito abierto de 400 voltios e intensidad de cortocircuito 20 A.

El modelo NINFAC/800/AS modelo para 800Vcc, 80A y al recibir la orden del vigilante separa el positivo y el negativo del inductor.



Pol. Ind. Can Tapioles c/Narcís Monturiol, 4 nave 10
08110 MONTCADA-REDKAC (Barcelona) SPAIN
Tel: 835790610 Fax: 835782522
e-mail: comercial@proat.es
web: www.proat.es

5.10. Interruptor seccionador de corriente continua

Switch-disconnectors
Technical data

Technical data according to IEC 60947 for OT switch-disconnectors

| Switch size | | A | OT16 | OT25 | OT40 | OT160 | OT200 | OT250 | OT315 | OT400 | OT630 |
|---|--|-----------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|---------------------|--------|--------|--------|--------|
| Rated insulation voltage | Pollution degree 2 | V | 800 | 800 | 800 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| | Pollution degree 3 | V | 750 | 750 | 750 | 800 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| Dielectric strength | 50 Hz 1min. | kV | 8 | 8 | 8 | 10 ¹⁾ | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Rated impulse withstand voltage | | kV | 8 | 8 | 8 | 12 ²⁾ | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Rated thermal current, DC-20 ³⁾ | In open air, normal conditions ⁴⁾ | A | 25 | 32 | 40 | 300 | 300 | 350 | 315 | 400 | 630 |
| | In enclosure 40°C | A | 25 | 32 | 40 | 180 | 200 | 250 | 315 | 400 | 630 |
| | In enclosure 60°C | A | 20 | 25 | 32 | 125 | 160 | 200 | 280 | 320 | 500 |
| ...with minimum cable or bar cross section | Cu | mm ² | 4 | 6 | 10 | 70 | 95 | 120 | 185 | 240 | 2x185 |
| Rated operational current / poles in series | 550 V | A | 16/8 ⁵⁾ | 25/8 ⁶⁾ | 32/8 ⁶⁾ | 160/4 ⁶⁾ | 200/4 ⁶⁾ | 250/4 | 315/4 | 400/4 | 600/4 |
| | DC-21B | 750 V | A | 16/8 ⁵⁾ | 25/8 ⁶⁾ | 32/8 ⁶⁾ | 160/4 ⁶⁾ | 200/5 | 250/5 | 315/5 | 400/5 |
| | 800 V | A | 16/8 ⁵⁾ | 16/8 ⁶⁾ | 16/8 ⁶⁾ | | 200/5 | 250/5 | 315/5 | 400/5 | 600/5 |
| | 1000 V | A | | | | | 200/6 | 250/6 | 315/6 | 400/6 | 600/6 |
| Rated short-time withstand current, 1000 V, 1 s | R.M.S. -value I _{st} | kA | 0.5 ⁷⁾ | 0.5 ⁷⁾ | 0.5 ⁷⁾ | 4 ⁷⁾ | 8 | 8 | 15 | 15 | 20 |
| Power loss / pole | At rated current | W | 0.3 | 0.6 | 1.6 | 6.5 | 4 | 6.5 | 6.5 | 10 | 25 |
| Mechanical endurance | Divide by two for operation cycles | Operations | 20 000 | 20 000 | 20 000 | 20 000 | 20 000 | 20 000 | 16 000 | 16 000 | 10 000 |

¹⁾ Category A
²⁾ Pollution Degree 2
³⁾ At 500 V
⁴⁾ Thermal current ratings of OT16...180 apply up to 4-pole versions.
⁵⁾ Normal conditions defined in IEC 60947-1-6.1

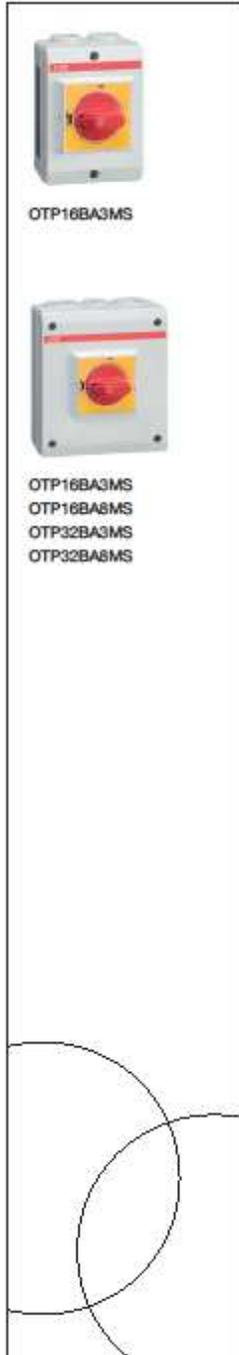
Technical data according to IEC 60947 for OTP enclosed switch-disconnectors

| Switch size | | A | OTP16 | OTP22 | |
|---|------------------------------------|------------|--------------------|--------|------|
| Rated insulation voltage | Pollution degree 2 | V | 800 | 800 | |
| | Pollution degree 3 | V | 750 | 750 | |
| Dielectric strength | 50 Hz 1min. | kV | 8 | 8 | |
| Rated impulse withstand voltage | | kV | 8 | 8 | |
| Rated thermal current and rated operational current | In enclosure 40°C | A | 25 | 32 | |
| | In enclosure 60°C | A | 20 | 32 | |
| Rated operational current / poles in series | 220 V | A | 16/3 | 32/3 | |
| | DC-21A | 550 V | A | 16/6 | 32/6 |
| | 750 V | A | 16/6 | 32/6 | |
| | 800 V | A | 16/6 ¹⁾ | | |
| Rated short-time withstand current, 600 V, 1 s | R.M.S. -value I _{st} | kA | 0.5 | 0.5 | |
| Power loss / pole | At rated current | W | 0.3 | 0.6 | |
| Mechanical endurance | Divide by two for operation cycles | Operations | 20 000 | 20 000 | |

¹⁾ Category B, Pollution Degree 2



Switch-disconnectors Ordering information

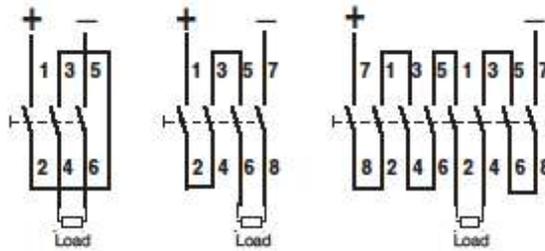


Plastic enclosed switch-disconnectors, 3, 4 and 8 pole, IP 65

Includes selector-type red-yellow handle (I-O and ON-OFF indication).
Threaded knock-out, compression glands have to be ordered separately.

| Number of poles | Ith [A] | Rated operat. current / voltage DC21-A [A]/[VDC] | Cable Outlets / side | Type | Order number | Delivery batch [pcs] | Weight/unit [kg] |
|-----------------|---------|--|----------------------|------------|-----------------|----------------------|------------------|
| 3 | 25 | 16/220 | 2xM20 | OTP16BA3MS | 1SCA022643R0530 | 1 | 0.4 |
| 4 | 25 | 16/500 | 2xM25+M16 | OTP16BA4MS | 1SCA022643R0610 | 1 | 0.4 |
| 8 | 25 | 16/800 | 2xM25+M16 | OTP16BA8MS | 1SCA022643R0700 | 1 | 0.4 |
| 3 | 32 | 32/220 | 2xM25+M16 | OTP32BA3MS | 1SCA022643R0880 | 1 | 0.8 |
| 8 | 32 | 32/750 | 2xM25+M16 | OTP32BA8MS | 1SCA022643R0880 | 1 | 0.8 |

Circuit diagrams



5.11. Interruptor seccionador de corriente alterna



Interruptores-seccionadores DX³-IS



Montaje sobre perfil → EN 60715.
Contactos de doble corte.
Corte plenamente aparente.

| Emb. | Ref. | Interruptores-seccionadores con disparo a distancia |
|------|----------|--|
| | | Categoría de empleo AC23 según EN 60947-3 Mando gris Disparo a distancia con auxiliar de mando asociado Admiten los auxiliares de mando y señalización (pág. 153). Admiten los mandos motorizados hasta 63A (pág. 154). Indicación visual real del estado de los contactos: - Posición cerrado (visor rojo - I). - Posición abierto (visor verde) sobre la maneta. En caso de defecto en el momento de la apertura, el indicador en posición roja, señala el polo defectuoso, estando la maneta en posición central. |
| | | Bipolares 400 V~ Intensidad nominal (A) Módulos 17,5 mm |
| 1 | 4 065 27 | 40 2 |
| 1 | 4 065 28 | 63 2 |
| | | Tetrapolares 400 V~ |
| 1 | 4 065 43 | 40 4 |
| 1 | 4 065 44 | 63 4 |
| 1 | 4 065 46 | 100 6 |
| 1 | 4 065 47 | 125 6 |

| Emb. | Ref. | Interruptores-seccionadores |
|------|----------|---|
| | | Categoría de empleo AC22 según EN 60947-3 Mando gris Admiten los auxiliares de señalización (pág. 153). |
| | | Unipolares 250 V~ Intensidad nominal (A) Módulos 17,5 mm |
| 10 | 4 064 01 | 20 1 |
| 10 | 4 064 03 | 32 1 |
| | | Bipolares 400 V~ |
| 10 | 4 064 32 | 20 1 |
| 10 | 4 064 34 | 32 1 |
| 5 | 4 064 41 | 63 2 |
| 5 | 4 064 49 | 100 2 |
| 5 | 4 064 50 | 125 2 |
| | | Tripolares 400 V~ |
| 5 | 4 064 57 | 20 2 |
| 5 | 4 064 59 | 32 2 |
| 1 | 4 064 61 | 63 3 |
| 1 | 4 064 69 | 100 3 |
| 1 | 4 064 70 | 125 3 |
| | | Tetrapolares 400 V~ |
| 5 | 4 064 77 | 20 2 |
| 5 | 4 064 79 | 32 2 |
| 1 | 4 064 81 | 63 4 |
| 1 | 4 064 89 | 100 4 |
| 1 | 4 064 90 | 125 4 |

Icc en asociación con un automático o fusible del mismo calibre
Interruptores-seccionadores

| | DX ³ -IS | 400 V~ | 250 V~ |
|---|---------------------|--------|--------|
| Automático DX ³ o DPX ³ | 20 a 40A | 4,5 kA | 6 kA |
| | 1/2 módulo | | |
| Fusibles gG/M | 40 a 125A | 10 kA | 16 kA |
| | 1 módulo | | |
| Fusibles gG/M | 20 a 40A | 6 kA | 10 kA |
| | 1/2 módulo | | |
| Fusibles gG/M | 40 a 125A | 16 kA | 25 kA |
| | 1 módulo | | |

Interruptores-seccionadores con disparo a distancia

| | DX ³ -IS | 400 V~ | 250 V~ |
|---|---------------------|--------|--------|
| Automático DX ³ o DPX ³ | 16 a 63A | 16 kA | 25 kA |
| | 100 y 125A | 25 kA | 25 kA |
| Fusibles gG/M | 16 a 40A | 40 kA | 40 kA |
| | 63A | 30 kA | 30 kA |

Interruptores seccionadores DX³-IS

Características eléctricas

| | 16 - 32 A | 40 - 63 A | 100 - 125 A |
|--|-----------------------|--|--|
| Intensidad térmica (It) | 16 - 32 A | 40 - 63 A | 100 - 125 A |
| Bornas | De arriba | De arriba | De arriba |
| Conexión (flexible/rígido o mm ²) | 1,5 a 16 ² | 1,5 a 25 ² 1,5 a 35 ² | 6 a 35 ² 4 a 50 ² |
| Tensión de aislamiento (Ui) | 500 V~ | 500 V~ | 500 V~ |
| Tensión de resistencia al choque (Uimp) | 6 kV | 6 kV | 6 kV |
| Categoría de empleo ¹ | AC 22 A AC 23 A | AC 22 A AC 23 A | AC 22 A AC 23 A |
| Corriente asignada admisible (Iaw) | 750 A | 2000 A | 2500 A |
| Poder de cierre en cortocircuito (Icm) | 1500 A | 3000 A | 3700 A |
| Número de maniobras eléctricas con carga AC22A | > 30000 | > 20000 | > 5000 |
| Índice de protección | IP 2x cableado | IP 2x cableado | IP 2x (>25 mm ²) |

¹ Condiciones de ensayo según norma IEC 60947-3.
AC 22A: corte sólo motor-resistencia.
AC 23A: corte motor (cargas inductivas e inr).

5.12. Interruptor termomagnético



TX³ y DX³ interruptores magnetotérmicos

características técnicas

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|--------|-----------|---|----------|--------|-----------|--|------------------------------------|-----------|----------|---|-----------------|-----------|----------|----------|-----------------|--------|
| |  pág. 119 | | |  pág. 121 | | | |  pág. 120 | | | |  pág. 122 | | | | | | |
| Conexión | TX³ 8000 | | | | | | | | DX³ 8000 - 10 kA | | | | | | | | | |
| Borneo con tornillo: con guía de cables (borneo equipado con un obturador) | • | | | | | | | | • | | | | | | | | | |
| Tipo de curvas | C | | | | B | | | | C | | | | D | | | | | |
| Polaridad | 1P | 2P | 3P | | 1P | 1P+N | 2P | 3P | 4P | 1P | 1P+N | 2P | 3P | 4P | 1P | 2P | 3P | 4P |
| Calibre de corriente asignada In (A) a 30 °C | 6 a 63 | 6 a 63 | 6 a 63 | 1 a 63 | 0,5 a 40 | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 63 | 0,5 a 40 | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 63 | 0,5 a 63 | 0,5 a 63 | 0,5 a 63 | 6 a 63 |
| Poder de corte | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Icn (A) según EN 60898-1 127/230 V~, y 230/400 V~, (230 V~, para los F+N) | 6000 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Icu (kA) según EN 60947-2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 230/400 V~, (trifásico) | - | - | - | - | - | - | 10 | 10 | 10 | - | - | 10 | 10 | 10 | - | 10 | 10 | 10 |
| 230 V~, (entre F y N) o en trifásico 230 V | 6 | 6 | 6 | 10 | 10 | 10 | 25 | 25 | 25 | 10 | 10 | 25 | 25 | 25 | 10 | 25 | 25 | 25 |
| Características de funcionamiento | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Frecuencia nominal | 50/60 Hz | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tensión nominal | 230 V~ | 230 V~ | 230/400V~ | 230/400V~ | 230 V~ | | 230/400V~ | 230/400V~ | 230 V~ | 230/400V~ | 230 V~ | | 230/400V~ | 230/400V~ | | | | |
| Clase protección | IP 20 - IK 02 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| N.º de módulo de 17,5 mm | 1 | 2 | 3 | 1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 1 | 2 | 3 | 4 ¹⁾ | 1 | 2 | 3 | 4 ¹⁾ | |
| Funciones | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Seccionamiento corte plenamente aparente | Visualización del estado de los contactos marcado en la maneta - I-ON sobre fondo rojo = contactos cerrados y O/OFF sobre fondo verde = contactos abiertos | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Portaetiquetas | Seguridad mejorada mediante la identificación de los productos del circuito integrado | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Temperatura de funcionamiento | De -25 °C a +70 °C | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Auxiliario (pág. 135) | Se adaptan a toda la gama | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mando a distancia (pág. 138) | Se adapta a toda la gama | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bloqueo de la maneta | Posibilidad de bloqueo en posición abierta o cerrada mediante accesorio | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Normas | IEC 60898-1 e IEC 60947-2 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

1: Disjoncteurs pour palme H³ optimisé térapolaires : 3 modules



DX³ interruptores magnetotérmicos

DX³ - **6000** - 10 kA - curva B

NUEVO



Características técnicas (pág.137)

Conforme a la norma IEC 60898-1
Capacidad de ruptura:
 6000 A - IEC 60898-1 - 400V~
 10 kA - IEC 60947-2 - 400V~
Curva B

Unipolares

| Emb. | Ref. | Intensidad nominal (A) | N° de módulos |
|------|----------|------------------------|---------------|
| 1 | 4 074 25 | 1 | 1 |
| 1 | 4 074 26 | 2 | 1 |
| 1 | 4 074 27 | 3 | 1 |
| 1 | 4 074 28 | 4 | 1 |
| 1 | 4 074 29 | 6 | 1 |
| 10 | 4 074 30 | 10 | 1 |
| 10 | 4 074 32 | 16 | 1 |
| 1 | 4 074 33 | 20 | 1 |
| 1 | 4 074 34 | 25 | 1 |
| 1 | 4 074 35 | 32 | 1 |
| 1 | 4 074 36 | 40 | 1 |
| 1 | 4 074 37 | 50 | 1 |
| 1 | 4 074 38 | 63 | 1 |

Unipolar + Neutro

| Emb. | Ref. | Intensidad nominal (A) | N° de módulos |
|------|----------|------------------------|---------------|
| 1 | 4 074 67 | 0,5 | 1 |
| 1 | 4 074 68 | 1 | 1 |
| 1 | 4 074 69 | 2 | 1 |
| 1 | 4 074 70 | 3 | 1 |
| 1 | 4 074 71 | 4 | 1 |
| 1 | 4 074 72 | 6 | 1 |
| 1 | 4 074 73 | 10 | 1 |
| 10 | 4 074 75 | 16 | 1 |
| 1 | 4 074 76 | 20 | 1 |
| 1 | 4 074 77 | 25 | 1 |
| 1 | 4 074 78 | 32 | 1 |
| 1 | 4 074 79 | 40 | 1 |

Bipolares 230/400 V~

| Emb. | Ref. | Intensidad nominal (A) | N° de módulos |
|------|----------|------------------------|---------------|
| 1 | 4 075 02 | 1 | 2 |
| 1 | 4 075 03 | 2 | 2 |
| 1 | 4 075 04 | 3 | 2 |
| 1 | 4 075 05 | 4 | 2 |
| 1 | 4 075 06 | 6 | 2 |
| 1 | 4 075 07 | 10 | 2 |
| 1 | 4 075 09 | 16 | 2 |
| 1 | 4 075 10 | 20 | 2 |
| 1 | 4 075 11 | 25 | 2 |
| 1 | 4 075 12 | 32 | 2 |
| 1 | 4 075 13 | 40 | 2 |
| 1 | 4 075 14 | 50 | 2 |
| 1 | 4 075 15 | 63 | 2 |

Tripolares 400 V~

| Emb. | Ref. | Intensidad nominal (A) | N° de módulos |
|------|----------|------------------------|---------------|
| 1 | 4 075 54 | 1 | 3 |
| 1 | 4 075 55 | 2 | 3 |
| 1 | 4 075 56 | 3 | 3 |
| 1 | 4 075 57 | 4 | 3 |
| 1 | 4 075 58 | 6 | 3 |
| 1 | 4 075 59 | 10 | 3 |
| 1 | 4 075 61 | 16 | 3 |
| 1 | 4 075 62 | 20 | 3 |
| 1 | 4 075 63 | 25 | 3 |
| 1 | 4 075 64 | 32 | 3 |
| 1 | 4 075 65 | 40 | 3 |
| 1 | 4 075 66 | 50 | 3 |
| 1 | 4 075 67 | 63 | 3 |

Tetrapolares 400 V~

| Emb. | Ref. | Intensidad nominal (A) | N° de módulos |
|------|----------|------------------------|---------------|
| 1 | 4 076 17 | 1 | 4 |
| 1 | 4 076 18 | 2 | 4 |
| 1 | 4 076 19 | 3 | 4 |
| 1 | 4 076 20 | 4 | 4 |
| 1 | 4 076 21 | 6 | 4 |
| 1 | 4 076 22 | 10 | 4 |
| 1 | 4 076 24 | 16 | 4 |
| 1 | 4 076 25 | 20 | 4 |
| 1 | 4 076 26 | 25 | 4 |
| 1 | 4 076 27 | 32 | 4 |
| 1 | 4 076 28 | 40 | 4 |
| 1 | 4 076 29 | 50 | 4 |
| 1 | 4 076 30 | 63 | 4 |

Nota: Neutro a la derecha

Auxiliares **pág. 135**
 Bloques diferenciales **pág. 134**

Productos a pedido

Referencias en rojo: Productos nuevos



Características de los interruptores magnetotérmicos y de los auxiliares DX³

Poder de corte en régimen de neutro IT

Poder de corte en 1 polo (únicamente) del Interruptor automático a 400 V según IEC 60947-2

| | | |
|-------------------------------|-------------|---------|
| DX ³ 8000 / 10 kA | F + N | 3 kA |
| | 1P/2P/3P/4P | 3 kA |
| DX ³ 10000 / 16 kA | F + N | 3 kA |
| | 1P/2P/3P/4P | 4 kA |
| DX ³ 25 kA | 1P/2P/3P/4P | 6,25 kA |
| DX ³ 36 kA | 2P/3P/4P | 9 kA |
| DX ³ 50 kA | 1P/2P/3P/4P | 12,5 kA |

Hay que tener en cuenta la intensidad de cortocircuito trifásica en el punto considerado (cortocircuito entre fases dentro del armario) y la intensidad de cortocircuito en caso de doble defecto. Un polo de interruptor automático se puede hallar solo a 400 V. Por convención, éste debe ser capaz de cortar, a la tensión indicada (400 V), una intensidad de doble defecto igual a:
 - 0,15 veces la intensidad de cortocircuito trifásica, si es < 10 000 A.
 - 0,25 veces la intensidad de cortocircuito trifásica, si es > 10 000 A.

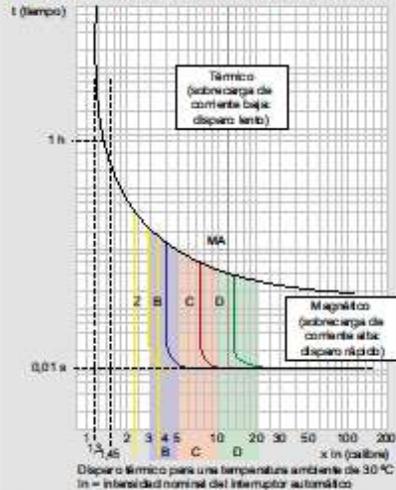
Poder de corte en caso de cortocircuito a tierra y tensión de aislamiento

| | |
|--|------------------------------|
| Interruptores automáticos P+N (1 mód.) 230 V~. | |
| | DX ³ 8000 / 10 kA |
| Icn1 | 4500 A |
| UI | 250 V |

| | | | | | |
|---|------------------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Interruptores automáticos 1P/2P/3P/4P 230/400 V~. | | | | | |
| | DX ³ 8000 / 10 kA | DX ³ 10000 / 16 kA | DX ³ 25 kA | DX ³ 36 kA | DX ³ 50 kA |
| Icn1 | 10 000 A | 16 000 A | 25 000 A | 36 000 A | 50 000 A |
| UI | 500 V | 500 V | 500 V | 500 V | 500 V |

Icn 1: Poder de corte en 1 polo para los interruptores automáticos multipolares en caso de cortocircuito a tierra.
 UI: Tensión nominal de aislamiento.

Curvas de disparo de interruptores automáticos



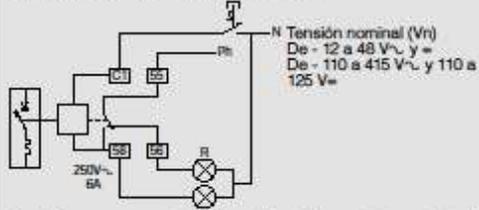
| Curvas | Configuración de umbral magnético |
|------------------|--|
| Z th | De 2,4 a 3,6 In |
| B | De 3 a 5 In |
| C | De 5 a 10 In |
| D | De 10 a 14 In (de 10 a 20 de acuerdo a las normas) |
| MA th | De 12 a 14 In |

1: A pedido

Características técnicas de los auxiliares DX³

Sección máx. de las conexiones: 2,5 mm²
 Temperatura de funcionamiento: - 25 °C a + 70 °C

Bobinas de disparo a emisión de tensión



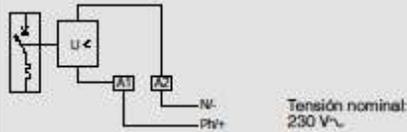
Equipados con un contacto de señalización, permiten señalar el disparo de la bobina de emisión de tensión y garantizan el corte automático de la bobina.

Tensión mín. y máx.: de 0,7 a 1,1 Vn
 Tiempo de disparo: < 20 ms
 Potencia absorbida: a 1,1 x 48 V = 121 VA
 a 1,1 x 415 V = 127 VA
 Impedancia: 110 a 415 V = 1640 Ω
 de 110 a 415 V = 1.640 Ω

| Consumo | U _{mín.} | U _{máx.} |
|-------------|-------------------|-------------------|
| 110 a 415 V | 69 mA | 259 mA |

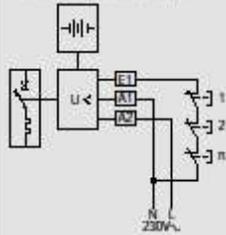
Bobinas de disparo mínima tensión

Tensión de disparo ≥ 0,55 Un
 Tiempo de disparo: de 100 y 400 ms ± 10% (ajustable)
 Potencia consumida: 230 V~ : 1 VA



Disparadores autónomos para pulsadores de apertura

Tensión mín. y máx. de funcionamiento: de 196 a 250 V~.
 Potencia consumida: 1,4 VA



Auxiliares de señalización

U_{mín.}: 24 V~. I_{mín.}: 5 mA

5.13. Interruptor Diferencial



DX³ interruptores diferenciales



Características técnicas (pág. 138)

Conformes a la norma EN 61008-1.
 Tipo AC :
 Detección de fuga alterna
 Uso aplicaciones estándar en sector domiciliario, terciario e industrial
 Protección contra disparos intempestivos;
 250 A peak durante la onda 8/20 ms.
 200 A peak durante la onda 100 kHz.

| Emb. | Ref. | Bipolares 230 V~ | | |
|---------|----------|-------------------|------------------------|----------------|
| Tipo AC | | | | |
| | | Sensibilidad (mA) | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 115 00 | 10 | 16 | 2 |
| 1 | 4 115 04 | 30 | 25 | 2 |
| 1 | 4 115 05 | 30 | 40 | 2 |
| 1 | 4 115 06 | 30 | 63 | 2 |
| 1 | 4 115 07 | 30 | 80 | 2 |
| 1 | 4 115 09 | 30 | 100 | 2 |
| 1 | 4 115 24 | 300 | 25 | 2 |
| 1 | 4 115 25 | 300 | 40 | 2 |
| 1 | 4 115 26 | 300 | 63 | 2 |
| 1 | 4 115 27 | 300 | 80 | 2 |
| 1 | 4 115 28 | 300 | 100 | 2 |

| Tetrapolares 400 V~ | | | | |
|---------------------|----------|-------------------|------------------------|----------------|
| Tipo AC | | | | |
| | | Sensibilidad (mA) | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 116 60 | 30 | 25 | 4 |
| 1 | 4 116 61 | 30 | 40 | 4 |
| 1 | 4 116 62 | 30 | 63 | 4 |
| 1 | 4 116 63 | 30 | 80 | 4 |
| 1 | 4 116 64 | 300 | 25 | 4 |
| 1 | 4 116 65 | 300 | 40 | 4 |
| 1 | 4 116 66 | 300 | 63 | 4 |
| 1 | 4 116 67 | 300 | 80 | 4 |
| 1 | 4 116 68 | 300 selectivo | 40 | 4 |
| 1 | 4 116 69 | 300 selectivo | 63 | 4 |

Interruptores diferenciales Hpi

Tipo .
 Detección de corrientes de fuga alterna con componente continua.
 Uso: aplicaciones especiales en sector terciario e industrial.
 Concebidos para proteger a las personas y garantizar la mayor continuidad en el servicio eléctrico.
 Equipados con un dispositivo que permite:
 • Detectar los efectos diferenciales alternos y alternos con componentes continua (Clase A)
 • Evitar el bloqueo de la detección diferencial en el caso en que haya una componente continua en la señal de defecto o que se le superponga un armónico o una señal de alta frecuencia.
 • Evitar disparos atmosféricos extremos (rango -25 a 40°C, Ej.: tormentas eléctricas)

Para una mejor continuidad de servicio
 Alto poder de inmunización contra los desencadenamientos intempestivos sobre redes perturbadas (circuitos de alumbrado, etc).

Para una seguridad reforzada
 Utilización de -25 a 40°C

Detección de fallas diferenciales alternos con componente continua tipo (A) (fístores, triacs, etc).

| Emb. | Ref. | Bipolares 230 V~ | | |
|----------|----------|-------------------|------------------------|----------------|
| Tipo Hpi | | | | |
| | | Sensibilidad (mA) | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 115 90 | 30 | 25 | 2 |
| 1 | 4 115 91 | 30 | 40 | 2 |
| 1 | 4 115 92 | 30 | 63 | 2 |

| Tetrapolares 400 V~ | | | | |
|---------------------|----------|-------------------|------------------------|----------------|
| Tipo Hpi | | | | |
| | | Sensibilidad (mA) | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 116 94 | 30 | 25 | 4 |
| 1 | 4 116 95 | 30 | 40 | 4 |
| 1 | 4 116 96 | 30 | 63 | 4 |
| 1 | 4 116 97 | 30 | 80 | 4 |



Características de los diferenciales DX³

características y curvas de disparo

Características de los interruptores diferenciales

Tipo AC [] - Aplicaciones habituales

Detección de corrientes residuales alternas 50-60 Hz.

Tipo Hpi [] [] - Aplicaciones especiales

Los diferenciales de tipo Hpi, con una inmunización complementaria a los disparos intempestivos claramente superior al nivel exigido por la norma, detectan las corrientes residuales de componentes alterna y continua (tipo A), y pueden funcionar a temperaturas de -25 °C a +40 °C, por lo que se usan en aplicaciones especiales:

- Cuando la pérdida de información es perjudicial, como en las líneas de alimentación de material informático (banca, instrumentación de bases militares, centros de reservas de vuelos, etc.).
- Cuando la pérdida de explotación es perjudicial (máquinas automatizadas, instrumentación médica, líneas de congelación, etc.).
- En áreas en las que el riesgo de caída de rayos es elevado.
- En emplazamientos con líneas expuestas a frecuentes perturbaciones (uso de fluorescentes, etc.).
- En instalaciones con líneas de gran longitud.

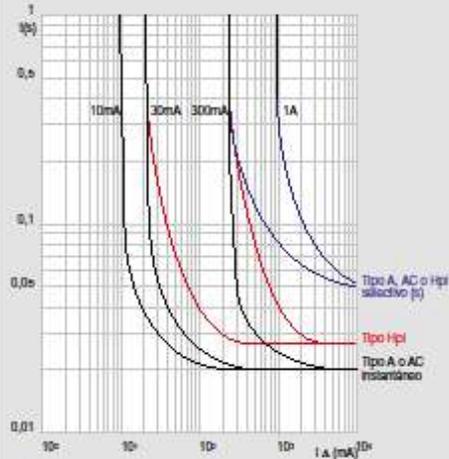
Caso particular de la continuidad de servicio

En algunos locales sin personal en que se necesita una atención particular para la continuidad del servicio, los disparos intempestivos de los interruptores automáticos no son admisibles (locales aislados de repetidores telefónicos o de radio y televisión, estaciones de bombeo, etc.).

La asociación de un interruptor automático diferencial Hpi con un mando motorizado y un mecanismo de rearme STOP & GO permite obtener una continuidad de servicio óptima.

Curvas de disparo de los diferenciales

Curvas medias de funcionamiento diferencial



Resistencia a los cortocircuitos de los interruptores diferenciales bi y tetrapolares (en kA)

Atención: Es recomendable, además, garantizar una protección del interruptor diferencial contra las sobrecargas.

| Inter. dif. DX ³ aguas abajo | In (A) | Inter. autom. DX ³ aguas arriba | | | | | | | |
|---|----------|--|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|--|----------------------|-------|
| | | DX ³ 8000 10 kA | DX ³ 10000 18 kA | DX ³ 25 kA | DX ³ 38 kA | DX ³ 50 kA | DPX ³ 180 dif. o no dif. | | |
| | | P+N (1 mód.) Curva C | 2P a 4P Curva B, C, D | 2P a 4P Curva B, C, D | 2P a 4P Curva B, C, D | 3P a 4P Curva C | 2P a 4P Curva B, C, D | 18 kA 25/38/50 kA | |
| 3P | 16 a 100 | 10 kA | 18 kA | 25 kA | 38 kA | 50 kA | 70 kA | 25 kA | 36 kA |
| 4P | 25 a 100 | | 10 kA | 18 kA | 25 kA | 38 kA | 50 kA | 18 kA | 25 kA |

| Inter. dif. DX ³ aguas abajo | In (A) | Fusible cilíndrico aguas arriba tipo gG | | | | | |
|---|----------|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | ≤ 50 | 63 | 80 | 100 | 125 | 180 |
| 3P | 16 a 100 | 100 kA | 50 kA | 15 kA | 10 kA | 10 kA | 10 kA |
| 4P | 25 a 100 | 100 kA | 50 kA | 15 kA | 10 kA | 10 kA | 10 kA |

Poder de corte diferencial de los interruptores diferenciales DX³

I_{dm} según IEC 61009-1
Diferenciales tipo AC, A, Hpi

| Bloqueo diferencial adaptable DX ³ asociado a un interruptor automático | I _{dm} | |
|--|--------------------------------|--------|
| DX ³ (1 mód./polo) | 6000 A | |
| DX ³ (1,5 mód./polo) | 30 000 A | |
| Interruptores automáticos diferenciales mono-bloque DX ³ | I _{dm} | |
| P+N (2 mód.) | DX ³ [8000] / 10 kA | 3000 A |
| 4P | 10 a 32 A (4 módulos) | 4500 A |
| | 40 a 63 A (7 módulos) | 6000 A |

Para saber más sobre las reglas básicas de la protección, le invitamos a participar en los cursos que imparte nuestro departamento de capacitación.
www.legrand.cl

5.14. Interruptor seccionador



Interruptores seccionadores DX³ - IS
manuales 16 A 125A



Montaje a riel EN 60715.
Contacto de doble corte.
Categoría AC 22 A según IEC 60947-3.
Maneta gris.

| Emb. | Ref. | Inter-seccionadores | | Nº de módulos |
|------|----------|---|--|---------------|
| | | Mango gris. Acepta 1 contacto de señalización DX ³ | | |
| | | Unipolar 250 V~ Intensidad nominal (A) | | |
| 10 | 4 064 00 | 16 | | 1 |
| 10 | 4 064 01 | 20 | | 1 |
| 10 | 4 064 03 | 32 | | 1 |
| 10 | 4 064 11 | 40 | | 1 |
| 10 | 4 064 12 | 63 | | 1 |
| 10 | 4 064 23 | 100 | | 1 |
| | | Unipolar con luz piloto 250 V~ Suministrado con lámpara | | |
| 10 | 4 064 04 | 20 | | 1 |
| 10 | 4 064 06 | 32 | | 1 |
| | | Bipolar 400 V~ | | |
| 10 | 4 064 31 | 16 | | 1 |
| 10 | 4 064 32 | 20 | | 1 |
| 10 | 4 064 34 | 32 | | 1 |
| 5 | 4 064 40 | 40 | | 1 |
| 5 | 4 064 41 | 63 | | 1 |
| 5 | 4 064 49 | 100 | | 1 |
| 5 | 4 064 50 | 125 | | 1 |
| | | Bipolar con luz piloto 250 V~ | | |
| 10 | 4 064 36 | 20 | | 1 |
| 10 | 4 064 38 | 32 | | 1 |
| 10 | 4 064 39 | 40 | | 1 |
| | | Tripolar 400 V~ | | |
| 5 | 4 064 57 | 20 | | 1 |
| 5 | 4 064 59 | 32 | | 1 |
| 1 | 4 064 60 | 40 | | 3 |
| 1 | 4 064 61 | 63 | | 3 |
| 1 | 4 064 69 | 100 | | 3 |
| 1 | 4 064 70 | 125 | | 3 |
| | | Tetrapolar 400 V~ | | |
| 1 | 4 064 77 | 20 | | 1 |
| 1 | 4 064 79 | 32 | | 1 |
| 1 | 4 064 80 | 40 | | 4 |
| 1 | 4 064 81 | 63 | | 4 |
| 1 | 4 064 89 | 100 | | 4 |
| 1 | 4 064 90 | 125 | | 4 |

Productos a pedido

Interruptores seccionadores DX³ - IS
comando a distancia con desenclavamiento 40 - 125A



Montaje a riel EN 60715.
Categoría de empleo AC 23 A de acuerdo a IEC 60947 - 3.
Contactos de doble corte.
Maneta roja.

| Emb. | Ref. | Inter-seccionador con desenclavamiento a distancia | Número de módulos |
|------|----------|--|-------------------|
| | | Visualización del estado de los contactos: • posición cerrada o falla (indicador rojo - I) • posición abierta (indicador verde) en maneta En caso de falla durante la apertura, el indicador rojo señala el polo defectuoso estando la maneta en posición central. Acepta los auxiliares de comando y señalización DX ³ . | |
| | | Tripolares 3P - 400 V~ Intensidad nominal (A) | |
| 1 | 4 065 35 | 40 | 3 |
| 1 | 4 065 36 | 63 | 3 |
| 1 | 4 065 38 | 100 | 3 |
| 1 | 4 065 39 | 125 | 3 |

Interruptores seccionadores DX³-IS

Características eléctricas

| Intensidad térmica | 16 - 32 A | 40 - 63 A | 100 - 125 A |
|--|-----------------------|---|---|
| Bornes | premsa | premsa | premsa |
| Conexión (flexible/rígido) | 1,5 a 16 ² | 1,5 a 25 ² / 1,5 a 35 ² | 6 a 35 ² / 4 a 50 ² |
| Tensión de alambrado (UI) | 250 - 400 V~ | 250 - 400 V~ | 250 - 400 V~ |
| Resistencia dieléctrica choques (Ultrap) | 6 kV | 6 kV | 6 kV |
| Categoría de empleo ¹⁾ | AC 22A AC 23A | AC 22A AC 23A | AC 22A AC 23A |
| Corriente asignada permisible (Ica) | 750 A | 2000 A | 2500 A |
| Para el cierre corriente de cortocircuito (Icc) | 1600 A | 3000 A | 3700 A |
| Número de operaciones eléctricas en carga AC 22A | > 30000 | > 20000 | > 5000 |
| Índice de protección | IP 2X cable | IP 2X cable | IP 2X (> 25 mm ²) |

1 : Condiciones de ensayo IEC 60947-3
AC 22A : resistencia a los cortes motor lento.
AC 23A : corte motor (cargas inductivas In/2)

5.15. Interruptor termomagnético



DX³ interruptores magnetotérmicos

características técnicas

| | | | | | | | | | | | | |
|--|---|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|------------|----------|----------|--|
|  <p style="text-align: center;">pág. 123-125</p> | | | | | | | | | | | | |
| DX³ 10000 - 16 kA | | | | | | | | | | | | |
| Borneo con tornillo: con guía de cables (bornes equipados con un obturador) | • | | | • | | | • | | | | | |
| Curvas | B | | | | C | | | | D | | | |
| Polaridad | 1P | 2P | 3P | 4P | 1P | 2P | 3P | 4P | 2P | 3P | 4P | |
| Calibre | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 125 | 1 a 125 | 1 a 125 | 1 a 125 | 80 a 125 | 80 a 125 | 80 a 125 | |
| Intensidad nominal In (A) | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 63 | 1 a 125 | 1 a 125 | 1 a 125 | 1 a 125 | 80 a 125 | 80 a 125 | 80 a 125 | |
| Poder de corte | | | | | | | | | | | | |
| Icn (A) según EN 60898-1 127/230 V _N y 230/400 V _N (230 VA para los Ph+N) | 10000 | | | | 10000 | | | | 10000 | | | |
| Icu (kA) según EN 60947-2 | | | | | | | | | | | | |
| 230/400 V _N (trifásico) | - | 16 | 16 | 16 | - | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | |
| 230 VA (entre Ph y N) o en trifásico 230 V | 16 | 32 | 32 | 32 | 16 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | |
| Características de funcionamiento | | | | | | | | | | | | |
| Frecuencia nominal | 50/60 Hz | | | | | | | | | | | |
| Tensión nominal | 230/400 VA | | | | 230/400 VA | | | | 230/400 VA | | | |
| Grado de protección | IP 20 - IK 02 | | | | | | | | | | | |
| Dimensiones (número de módulos) | 1 | < 80 A: 2 ≥ 80 A: 3 | < 80 A: 3 ≥ 80 A: 4,5 | < 80 A: 4 ≥ 80 A: 6 | < 80 A: 1 ≥ 80 A: 1,5 | < 80 A: 2 ≥ 80 A: 3 | < 80 A: 3 ≥ 80 A: 4,5 | < 80 A: 4 ≥ 80 A: 6 | 3 | 4,5 | 6 | |
| Funcionalidades DX³ | | | | | | | | | | | | |
| Seccionamiento con corte plenamente aparente | Visualización del estado de los contactos mediante un indicador (rojo = cerrado, verde = abierto) | | | | | | | | | | | |
| Portaetiquetas | Seguridad reforzada mediante una señalización de los circuitos integrada en los productos | | | | | | | | | | | |
| Temperatura de funcionamiento | De -25 °C a +70 °C | | | | | | | | | | | |
| Bloque diferencial adaptable | • | | | | | | • | | | • | | |
| Auxiliar (pág. 135) | • | | | | | | | | | | | |
| Mando a distancia (pág. 138) | • ¹ | | | | | | | | | | | |
| Enclavamiento | Candado posible en posición abierta o cerrada (accesorio de candado) | | | | | | | | | | | |
| Normas | EN 60898-1 y EN 60947-2 | | | | | | | | | | | |

(1) 1,5 módulos/polo In ≥ 80 A.



DX² interruptores magnetotérmicos

DX² **10000** - 16 kA - curva C

NUEVO - Uso Industrial



4 092 05



4 092 60



4 092 64

Características técnicas (pág. 137)

Conforme a la norma IEC 60898-1
Capacidad de ruptura:
 10000 A - IEC 60898-1 - 400V~
 16 kA - IEC 60947-2 - 400V~
Curva C.

| Emb. | Ref. | Unipolares 230/400 V~ | |
|------|----------|------------------------|----------------|
| | | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 091 07 | 1 | 1 |
| 1 | 4 091 08 | 2 | 1 |
| 1 | 4 091 09 | 3 | 1 |
| 1 | 4 091 10 | 4 | 1 |
| 1 | 4 091 11 | 6 | 1 |
| 10 | 4 091 12 | 10 | 1 |
| 10 | 4 091 14 | 16 | 1 |
| 1 | 4 091 15 | 20 | 1 |
| 1 | 4 091 16 | 25 | 1 |
| 1 | 4 091 17 | 32 | 1 |
| 1 | 4 091 18 | 40 | 1 |
| 1 | 4 091 19 | 50 | 1 |
| 1 | 4 091 20 | 63 | 1 |
| 1 | 4 091 40 | 80 | 1,5 |
| 1 | 4 091 41 | 100 | 1,5 |
| 1 | 4 091 42 | 125 | 1,5 |

| Emb. | Ref. | Iripolares 400 V~ | |
|------|----------|------------------------|----------------|
| | | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 092 47 | 1 | 3 |
| 1 | 4 092 48 | 2 | 3 |
| 1 | 4 092 49 | 3 | 3 |
| 1 | 4 092 50 | 4 | 3 |
| 1 | 4 092 51 | 6 | 3 |
| 1 | 4 092 52 | 10 | 3 |
| 1 | 4 092 54 | 16 | 3 |
| 1 | 4 092 55 | 20 | 3 |
| 1 | 4 092 56 | 25 | 3 |
| 1 | 4 092 57 | 32 | 3 |
| 1 | 4 092 58 | 40 | 3 |
| 1 | 4 092 59 | 50 | 3 |
| 1 | 4 092 60 | 63 | 3 |
| 1 | 4 092 80 | 80 | 4,5 |
| 1 | 4 092 81 | 100 | 4,5 |
| 1 | 4 092 82 | 125 | 4,5 |

| Emb. | Ref. | Bipolares 230/400 V~ | |
|------|----------|------------------------|----------------|
| | | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 091 95 | 1 | 2 |
| 1 | 4 091 96 | 2 | 2 |
| 1 | 4 091 97 | 3 | 2 |
| 1 | 4 091 98 | 4 | 2 |
| 1 | 4 091 99 | 6 | 2 |
| 1 | 4 092 00 | 10 | 2 |
| 1 | 4 092 02 | 16 | 2 |
| 1 | 4 092 03 | 20 | 2 |
| 1 | 4 092 04 | 25 | 2 |
| 1 | 4 092 05 | 32 | 2 |
| 1 | 4 092 06 | 40 | 2 |
| 1 | 4 092 07 | 50 | 2 |
| 1 | 4 092 08 | 63 | 2 |
| 1 | 4 092 28 | 80 | 2 |
| 1 | 4 092 29 | 100 | 2 |
| 1 | 4 092 30 | 125 | 2 |

| Emb. | Ref. | Tetrapolares 400 V~ | |
|------|----------|------------------------|----------------|
| | | Intensidad nominal (A) | N.º de módulos |
| 1 | 4 093 29 | 1 | 4 |
| 1 | 4 093 30 | 2 | 4 |
| 1 | 4 093 31 | 3 | 4 |
| 1 | 4 093 32 | 4 | 4 |
| 1 | 4 093 33 | 6 | 4 |
| 1 | 4 093 34 | 10 | 4 |
| 1 | 4 093 36 | 16 | 4 |
| 1 | 4 093 37 | 20 | 4 |
| 1 | 4 093 38 | 25 | 4 |
| 1 | 4 093 39 | 32 | 4 |
| 1 | 4 093 40 | 40 | 4 |
| 1 | 4 093 41 | 50 | 4 |
| 1 | 4 093 42 | 63 | 4 |
| 1 | 4 093 62 | 80 | 6 |
| 1 | 4 093 63 | 100 | 6 |
| 1 | 4 093 64 | 125 | 6 |

Productos a pedido

Auxiliares **pág. 135**
 Bloques diferenciales **pág. 134**

Referencias en rojo: Productos nuevos



Características de los interruptores magnetotérmicos y de los auxiliares DX³

Poder de corte en régimen de neutro IT

Poder de corte en 1 polo (únicamente) del Interruptor automático a 400 V según IEC 60947-2

| | | |
|-------------------------------|-------------|---------|
| DX ³ 8000 / 10 kA | F + N | 3 kA |
| | 1P/2P/3P/4P | 3 kA |
| DX ³ 10000 / 16 kA | F + N | 3 kA |
| | 1P/2P/3P/4P | 4 kA |
| DX ³ 25 kA | 1P/2P/3P/4P | 6,25 kA |
| DX ³ 36 kA | 2P/3P/4P | 9 kA |
| DX ³ 50 kA | 1P/2P/3P/4P | 12,5 kA |

Hay que tener en cuenta la intensidad de cortocircuito trifásica en el punto considerado (cortocircuito entre fases dentro del armario) y la intensidad de cortocircuito en caso de doble defecto. Un polo de interruptor automático se puede hallar solo a 400 V. Por convención, éste debe ser capaz de cortar, a la tensión indicada (400 V), una intensidad de doble defecto igual a:
 - 0,15 veces la intensidad de cortocircuito trifásica, si es < 10 000 A.
 - 0,25 veces la intensidad de cortocircuito trifásica, si es > 10 000 A.

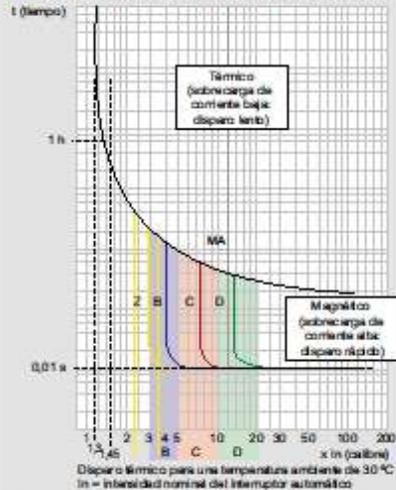
Poder de corte en caso de cortocircuito a tierra y tensión de aislamiento

| Interruptores automáticos P+N (1 mód.) 230 V~. | |
|--|------------------------------|
| | DX ³ 8000 / 10 kA |
| Icn1 | 4500 A |
| UI | 250 V |

| Interruptores automáticos 1P/2P/3P/4P 230/400 V~. | | | | | |
|---|------------------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | DX ³ 8000 / 10 kA | DX ³ 10000 / 16 kA | DX ³ 25 kA | DX ³ 36 kA | DX ³ 50 kA |
| Icn1 | 10 000 A | 16 000 A | 25 000 A | 36 000 A | 50 000 A |
| UI | 500 V | 500 V | 500 V | 500 V | 500 V |

Icn 1: Poder de corte en 1 polo para los interruptores automáticos multipolares en caso de cortocircuito a tierra.
 UI: Tensión nominal de aislamiento.

Curvas de disparo de interruptores automáticos



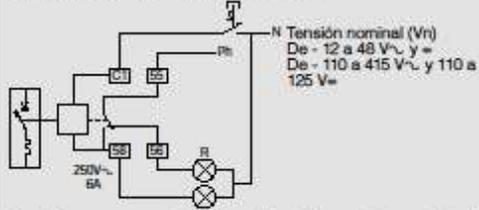
| Curvas | Configuración de umbral magnético |
|------------------|--|
| Z ¹⁾ | De 2,4 a 3,6 In |
| B | De 3 a 5 In |
| C | De 5 a 10 In |
| D | De 10 a 14 In (de 10 a 20 de acuerdo a las normas) |
| MA ¹⁾ | De 12 a 14 In |

1: A pedido

Características técnicas de los auxiliares DX³

Sección máx. de las conexiones: 2,5 mm²
 Temperatura de funcionamiento: - 25 °C a + 70 °C

Bobinas de disparo a emisión de tensión



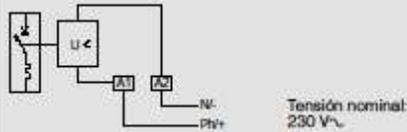
Equipados con un contacto de señalización, permiten señalar el disparo de la bobina de emisión de tensión y garantizan el corte automático de la bobina.

Tensión mín. y máx.: de 0,7 a 1,1 Vn
 Tiempo de disparo: < 20 ms
 Potencia absorbida: a 1,1 x 48 V = 121 VA
 a 1,1 x 415 V = 127 VA
 Impedancia: 110 a 415 V = 1640 Ω
 de 110 a 415 V = 1.640 Ω

| Consumo | U _{mín.} | U _{máx.} |
|-------------|-------------------|-------------------|
| 110 a 415 V | 69 mA | 259 mA |

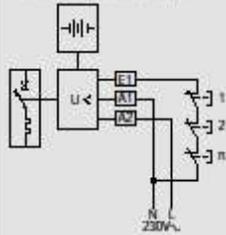
Bobinas de disparo mínima tensión

Tensión de disparo ≥ 0,55 Un
 Tiempo de disparo: de 100 y 400 ms ± 10% (ajustable)
 Potencia consumida: 230 V~ : 1 VA



Disparadores autónomos para pulsadores de apertura

Tensión mín. y máx. de funcionamiento: de 196 a 250 V~.
 Potencia consumida: 1,4 VA



Auxiliares de señalización

U_{mín.}: 24 V~. I_{mín.}: 5 mA

5.16. Contador bidireccional

A1800 Medidor electrónico trifásico multitarifa



Construido sobre la fortaleza patentada del medidor ALPHA, el A1800 es un contador de energía muy preciso, resistente y habilitado para sistemas de medición, dirigido a las aplicaciones de medición avanzadas en comercio, industria y para subestaciones.

Características Técnicas

- IEC 62053 de precisión Clase 0.2 %, 0.5 %, y 1.0 %.
- Caja de policarbonato con protección anti UV e IP 54.
- Amplio rango de tensión de operación, de 46 V a 528 V.
- Amplio rango de corriente. De 1 mA a 10 A (medición indirecta a través de CT's).
- Amplio rango de temperatura de operación, -40 °C a +85 °C (en el interior del medidor).
- Energía y demanda para kWh, kWhh y kWh.
- Medición en cuatro cuadrantes.
- Hasta 4 tarifas para 4 tipos de día.
- Hasta 12 estaciones.
- Memoria no-volátil.
- Batería de fácil reemplazo, ubicada bajo la cubierta de terminales.
- Exacto reloj interno con respaldo de tiempo proporcionado por el supercapacitor y la batería de larga vida.
- Pantalla de cristal líquido LCD con caracteres de 16 segmentos y luz de contraste opcional.
- Software basado en Windows con soporte de multilingüaje.

Características y Funciones Avanzadas

- Umbrales (threshold) programa-

bles para monitoreo de calidad de energía.

- Memoria estándar opcional de 1 MB.
- Compensación de pérdidas en líneas y transformador.
- Hasta 8 canales de registro para datos de perfil de carga de energía y demandas.
- Hasta 32 canales de registro para datos de perfiles de instrumentación.
- Soporta fuente de alimentación externa. (Opc.)

Medidor Habilitado para Sistemas de Medición

- Un puerto de comunicación con 2 interfaces en la tarjeta principal.
- 4 relés de salida de pulsos en la tarjeta principal de circuitos.
- Disponible con puertos RS-232, RS-485 y opciones de comunicación futuras, desarrolladas por ELSTER y terceros.
- 2 relés adicionales en una tarjeta opcional.
- Segundo puerto de comunicación opcional, independiente.
- Puerto Óptico disponible para estándares ANSI 6 IEC.
- Soporta los protocolos abiertos ANSI C12.18, C12.19 y C12.21

Protección de la Facturación

- Detección de apertura de la cubierta de terminales y la tapa principal.
- Diagnósticos del servicio en el sitio.
- Herramientas de instalación e instrumentación del sistema que proporcionan valores instantáneos de tensión, corriente, factor de potencia, ángulos de fase y más.
- Archivo histórico que registra todos los cambios en la programación y datos del medidor.
- Esquema de claves de acceso de nivel múltiple.
- Registro de eventos de corte de energía por fase.
- Cálculo de la demanda acumulada.
- Registro y alerta en eventos de energía inversa.
- Característica opcional "unidireccional" que calcula el valor de energía absoluta por fase.
- Característica de protección de escritura que inhabilita la reprogramación en campo.



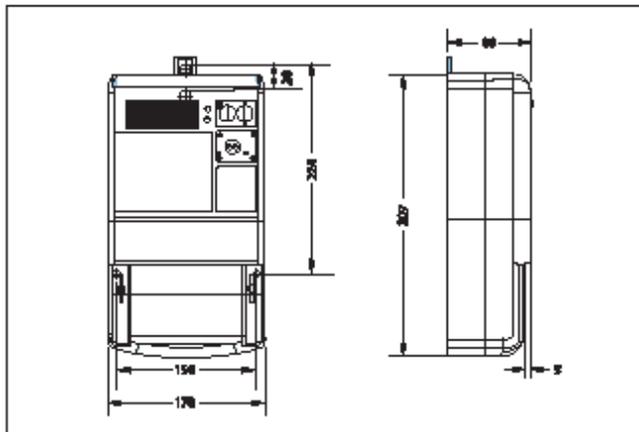
A1800

Medidor electrónico trifásico multitarifa

Datos Técnicos

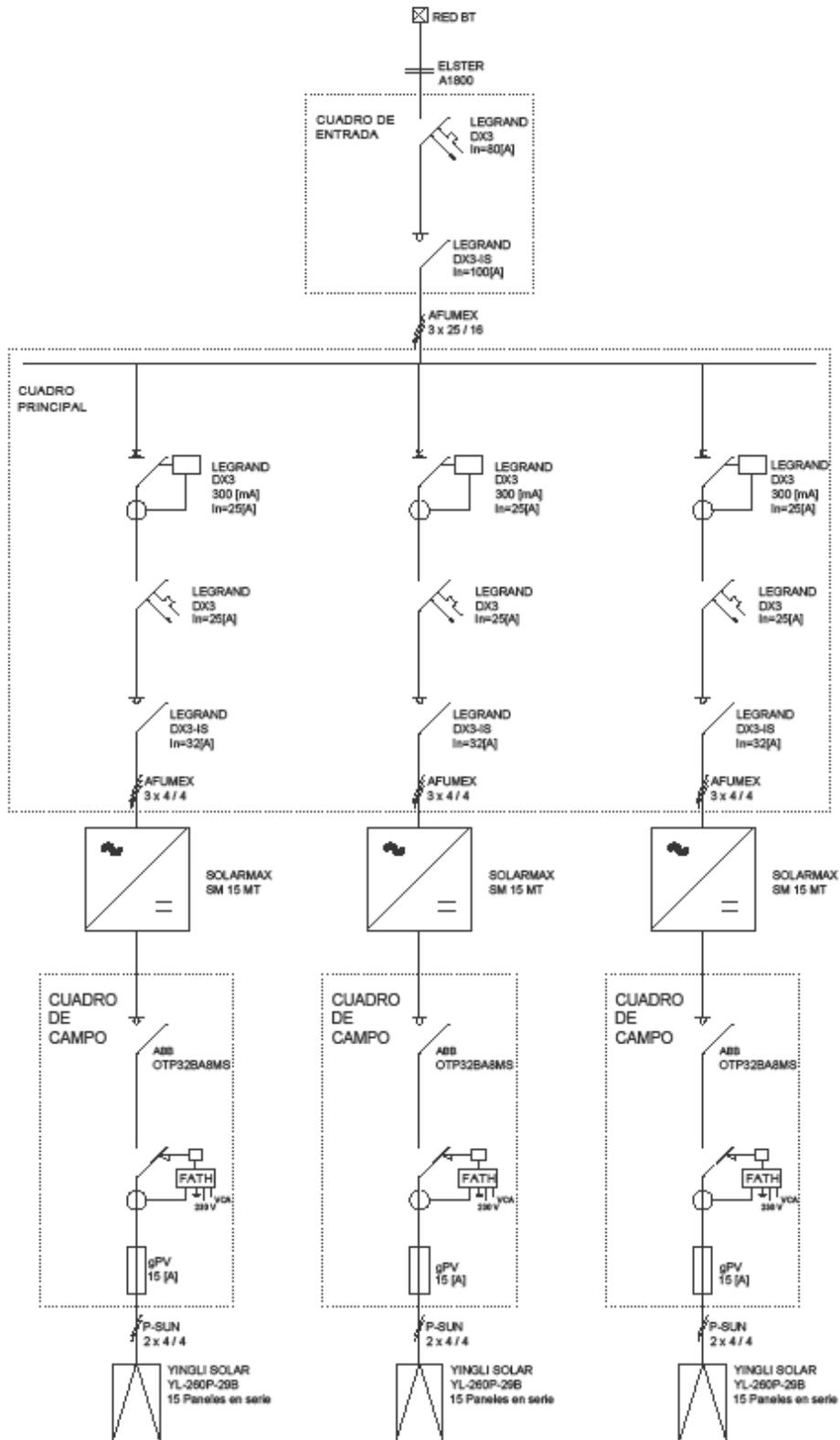
| | | | |
|--------------------------------------|--|--|---|
| Precisión | Energía Activa 0.2 % (IEC 62053-22) 0.5 % (IEC 62053-22) 1.0 % (IEC 62053-21) | Energía Reactiva 2.0 % (IEC 62053-23) La precisión actual es mejor al 0.5 % | |
| Corriente máxima | Clasifica a 10 A Temporal (0.5 segundos) al 200% % de la corriente máxima del medidor | | |
| Corriente nominal | 1 (10) A | 5 (120) A | |
| Corriente de arranque | Conexión Inductiva (por CT) 1mA | Conexión Directa <40 mA (µ=3 A) | |
| Tensión máxima | Continua hasta 528 VAC | | |
| Rango de tensión | Rango Nominal 50 V a 415 V | Rango de Operación 40 V a 528 V | |
| Frecuencia | Nominal: 50 Hz ó 60 Hz ± 5 % | | |
| Rango de temperatura | -40 °C a +65 °C en el interior de la cubierta del medidor -40 °C a +60 °C en el exterior | | |
| Rango de humedad | 0% a 100% no condensado | | |
| Consumo de la fuente de poder | Menor a 3W | | |
| Voltaje transiente | Prueba Descarga Capacitiva (IEC #1000-4-12) Transiente al polo (IEC #1000-4-4) Prueba de Voltaje de Impulso (IEC 60060-1) Prueba de Abolición AC | Resultados: 2.5 kV 80 ns 4 kV 12 kV @ 1.2/50 µs_2450 Ω 8 kV con las tarjetas opcionales 40/50 Hz por 1 minuto | |
| Precisión del reloj interno | Mejor que 0.5 segundos/año (independientemente) | | |
| Comunicaciones | Puerto Óptico Protocolos del Puerto Óptico Puertos Seriales Protocolos del Puerto Serial | 1200 bps a 28,800 bps ANSI C12.18 y C12.19 1200 bps a 19,200 bps ANSI C12.21 y C12.18 | Los componentes físicos cumplen las normas IEC 62056-21 ó ANSI C12.18 |

Dimensiones y puntos de fijación (en mm)

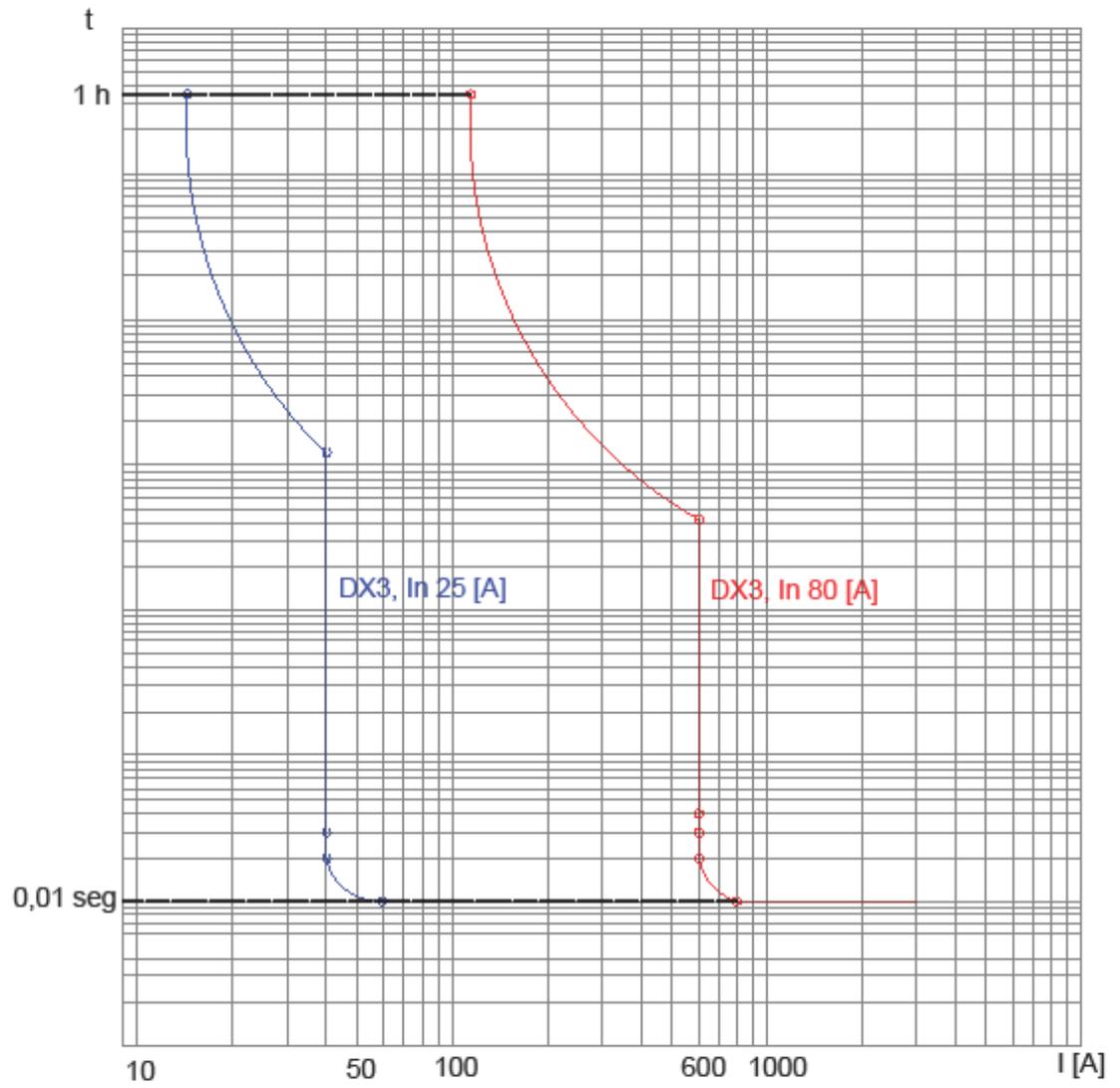


Elster Medidores S.A. - Collins La Rioja S.A.
 J. J. Roca 1051 - B1822C(LJ) - Valentin Alsina
 Pcia. de Buenos Aires - Argentina
 Tel: 54 11 4228-5400 - Fax: 54 11 4229-5086
 E-mail: elster.medidores@elster.com
 www.elstermedidores.com

5.17. Esquema Unifilar de la instalación



5.18. Curvas de coordinación de protecciones



5.19. Características de Puesta a Tierra en plantas fotovoltaicas.

A. 5.19. PLANTAS CON TRANSFORMADOR

En las centrales con transformador, además del análisis del sistema FV tanto aislado como puesto a tierra, para la protección contra contactos indirectos es necesario diferenciar entre las masas aguas arriba y aguas abajo del transformador.

A. 5.19.1. MASAS AGUAS ARRIBA DEL TRANSFORMADOR

A. 5.19.1.1 PLANTA CON SISTEMA IT

En este tipo de plantas las partes activas están aisladas de tierra, mientras que las partes conductoras expuestas están conectadas a tierra.

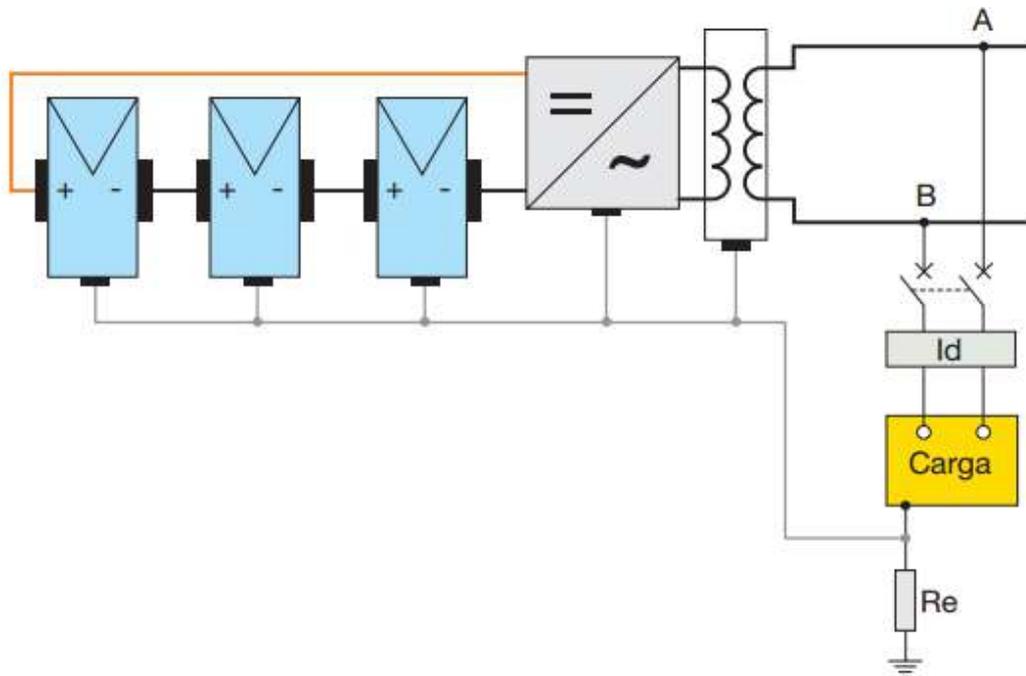


Figura A.5.19.1.1.1: Planta con sistema de Puesta a Tierra IT

A. 5.19.1.2 PLANTA CON SISTEMA TN

En este tipo de instalación, las partes activas y las partes conductoras expuestas se

conectan al mismo sistema de puesta a tierra (sistema de puesta a tierra del usuario). De esta forma se obtiene un sistema TN en el lado CC.

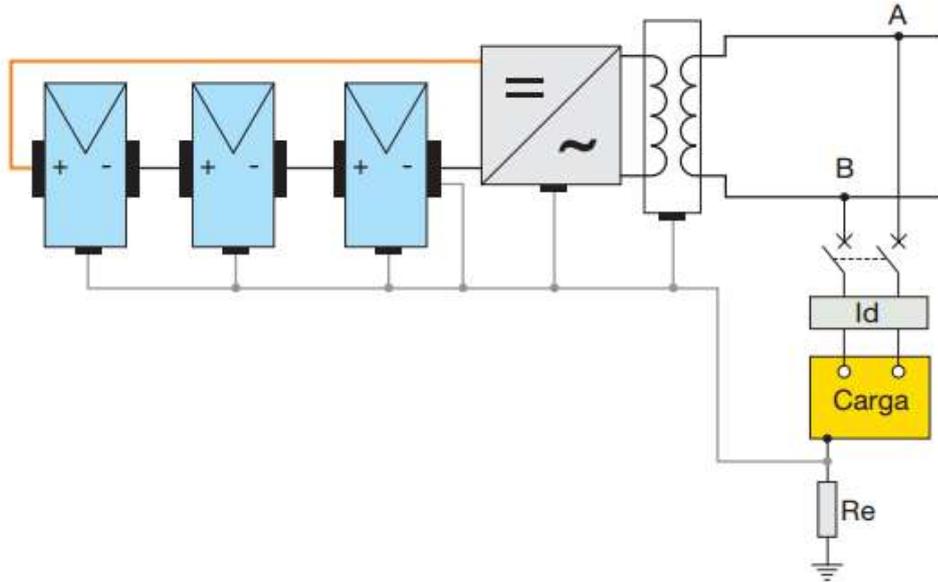


Figura A.5.19.1.2.1: Planta con sistema de Puesta a Tierra TN

En caso de defecto a tierra se produce un cortocircuito como en los sistemas TN usuales, pero esta corriente no pueden detectarla los dispositivos de máxima corriente porque la planta FV se caracteriza por la generación de corrientes de defecto con valores no muy superiores a la intensidad nominal.

A. 5.19.2. MASAS AGUAS ABAJO DEL TRANSFORMADOR

Consideramos un sistema red-usuario de tipo TT. Las masas que pertenecen a la instalación del usuario protegido por interruptores automáticos diferenciales colocados al inicio de la instalación están protegidas tanto respecto a la red como respecto al generador FV.

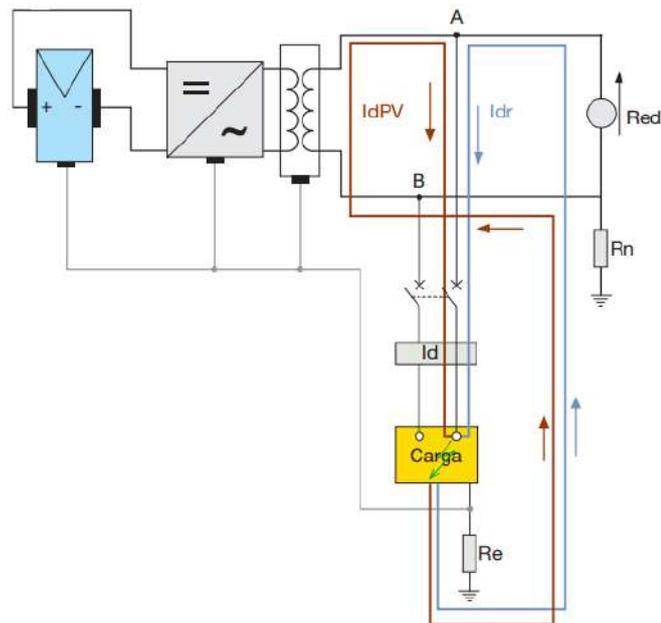


Figura A.5.19.2.1: Planta con sistema de Puesta a Tierra TT

Según del RD842/2000 (Reglamento electrotécnico de baja tensión) y la ITC-BT-8 se define que en España el esquema de distribución para instalaciones receptoras alimentadas directamente de una red de distribución pública de baja tensión en el esquema TT. Además las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, conforme con la ITC-BT-18 del reglamento electrotécnico de B.T.

No debe existir una masa entre el punto en paralelo A-B y la red porque, en ese caso, no se cumple el requisito normativo de que todas las masas de un usuario en un sistema TT deben estar protegidas por un interruptor automático diferencial.

En lo referente a las masas aguas arriba del punto en paralelo A-B, como por ejemplo la masa del transformador o del inversor cuando el transformador está incorporado, debe insertarse un dispositivo con protección diferencial tal y como se muestra en la figura siguiente; este dispositivo detecta las corrientes de fuga tanto de la red como del generador FV. Cuando el dispositivo diferencial dispara por una corriente de defecto a tierra, el inversor pasa a modo en espera a causa de la falta de tensión de red.

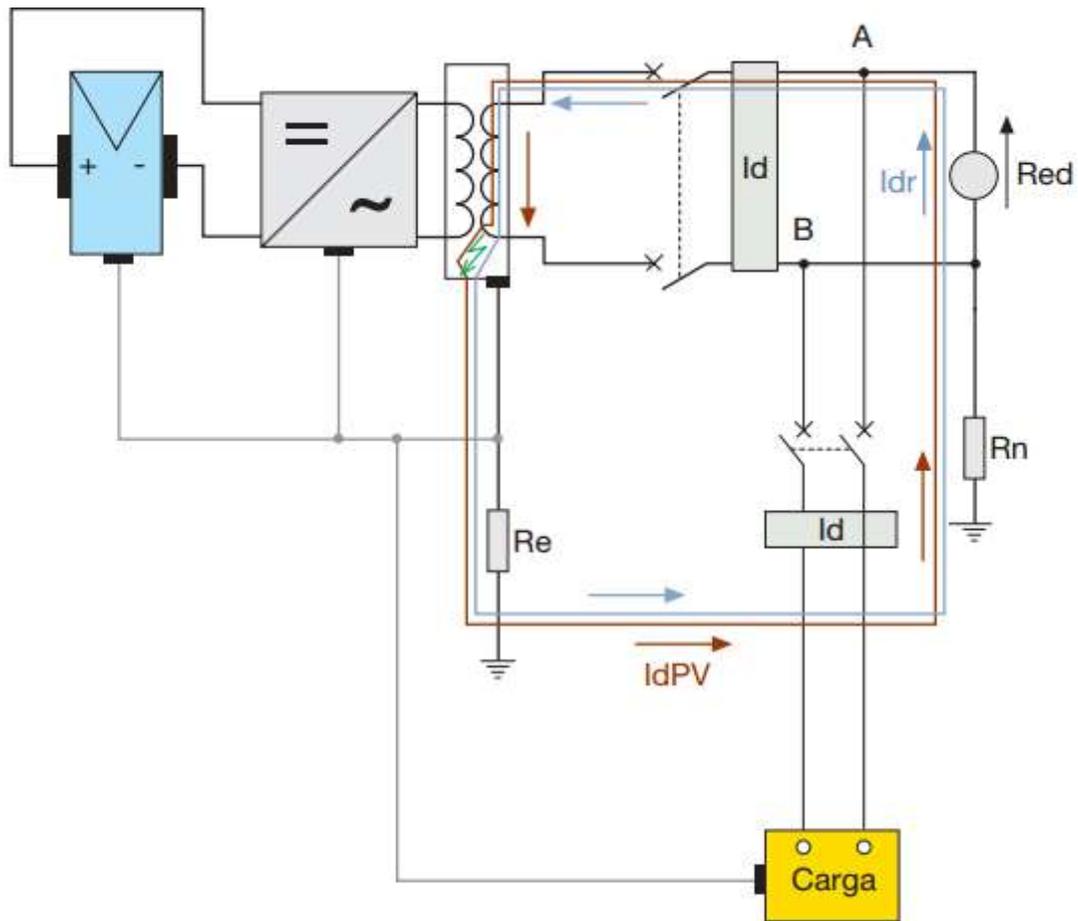


Figura A.5.19.2.2: Masas aguas arriba con protección diferencial

Por el contrario, si el sistema red-usuario es de tipo TN, para ambas posibilidades de suministro (tanto desde la red como desde el generador FV) no se requieren interruptores diferenciales siempre y cuando la corriente de defecto en el lado CA provoque el disparo de los protectores contra sobrecorrientes en los tiempos prescritos por la Norma. [77]

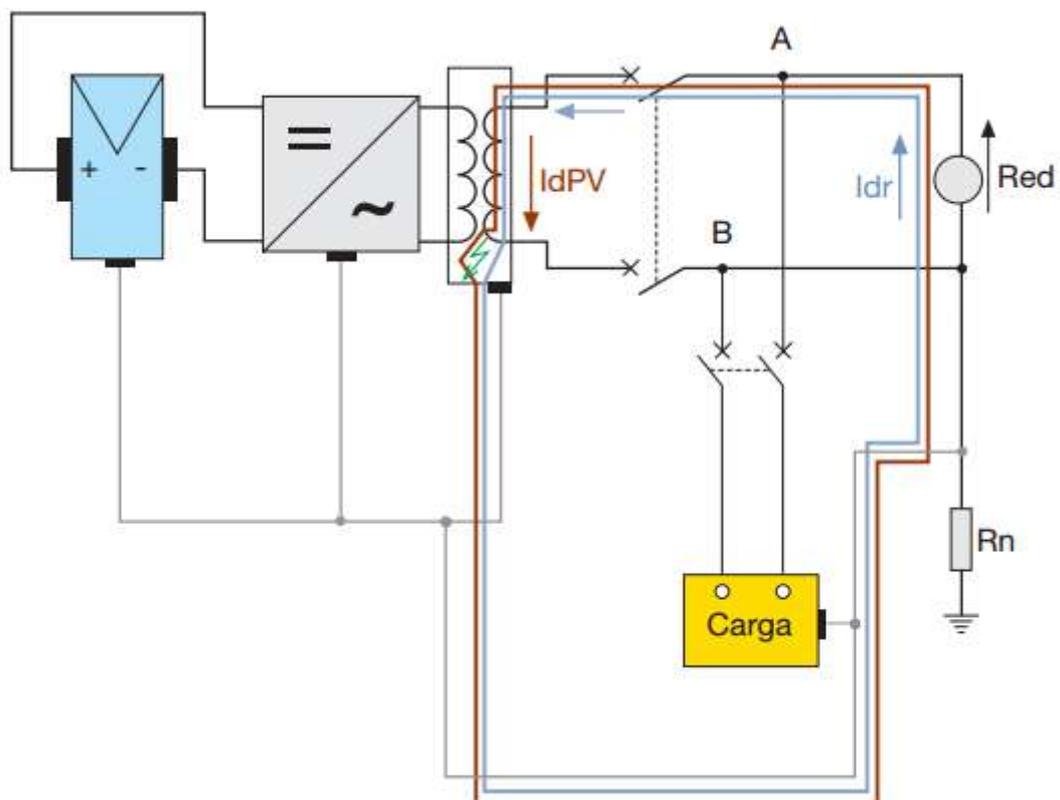


Figura A.5.19.2.3 Sistema Red-Usuario TN

6.1. Flujos monetarios, tarifa actual

| Año | Inversión [€] | Ingreso [€] | Egreso [€] | TOTAL [€] |
|------------|----------------------|--------------------|-------------------|------------------|
| 1 | -21079.4 | 0.0 | 0.0 | -21079.4 |
| 2 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -20910.2 |
| 3 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -20741.0 |
| 4 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -20571.8 |
| 5 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -20402.5 |
| 6 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -20233.3 |
| 7 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -20064.1 |
| 8 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -19894.9 |
| 9 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -19725.6 |
| 10 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -19556.4 |
| 11 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -19387.2 |
| 12 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -19218.0 |
| 13 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -19048.7 |
| 14 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -18879.5 |
| 15 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -18710.3 |
| 16 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -18541.1 |
| 17 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -18371.8 |
| 18 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -18202.6 |
| 19 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -18033.4 |
| 20 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -17864.2 |
| 21 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -17694.9 |
| 22 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -17525.7 |
| 23 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -17356.5 |
| 24 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -17187.3 |
| 25 | 0.0 | 337.9 | -168.6 | -17018.0 |

6.2. Flujos monetarios, con aumento de 200%

| Aumento del 200% | | | | |
|-------------------------|----------------------|--------------------|-------------------|------------------|
| Año | Inversión [€] | Ingreso [€] | Egreso [€] | TOTAL [€] |
| 1 | -21079.4 | 0.0 | 0.0 | -21079.4 |
| 2 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -20471.9 |
| 3 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -19864.3 |
| 4 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -19256.8 |
| 5 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -18649.2 |
| 6 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -18041.6 |
| 7 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -17434.1 |
| 8 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -16826.5 |
| 9 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -16219.0 |
| 10 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -15611.4 |
| 11 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -15003.8 |
| 12 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -14396.3 |
| 13 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -13788.7 |
| 14 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -13181.2 |
| 15 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -12573.6 |
| 16 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -11966.0 |
| 17 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -11358.5 |
| 18 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -10750.9 |
| 19 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -10143.4 |
| 20 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -9535.8 |
| 21 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -8928.2 |
| 22 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -8320.7 |
| 23 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -7713.1 |
| 24 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -7105.6 |
| 25 | 0.0 | 776.2 | -168.6 | -6498.0 |

6.3. Flujos monetarios, con aumento de 500%

| Aumento del 500% | | | | |
|-------------------------|----------------------|--------------------|-------------------|------------------|
| Año | Inversión [€] | Ingreso [€] | Egreso [€] | TOTAL [€] |
| 1 | -21079.4 | 0.0 | 0.0 | -21079.4 |
| 2 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -19814.4 |
| 3 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -18549.3 |
| 4 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -17284.3 |
| 5 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -16019.2 |
| 6 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -14754.1 |
| 7 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -13489.1 |
| 8 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -12224.0 |
| 9 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -10958.9 |
| 10 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -9693.9 |
| 11 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -8428.8 |
| 12 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -7163.8 |
| 13 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -5898.7 |
| 14 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -4633.6 |
| 15 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -3368.6 |
| 16 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -2103.5 |
| 17 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | -838.5 |
| 18 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | 426.6 |
| 19 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | 1691.7 |
| 20 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | 2956.7 |
| 21 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | 4221.8 |
| 22 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | 5486.9 |
| 23 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | 6751.9 |
| 24 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | 8017.0 |
| 25 | 0.0 | 1433.7 | -168.6 | 9282.0 |

6.4. Flujos monetarios, con aumento de 750%

| Aumento del 750% | | | | |
|-------------------------|----------------------|--------------------|-------------------|------------------|
| Año | Inversión [€] | Ingreso [€] | Egreso [€] | TOTAL [€] |
| 1 | -21079.4 | 0.0 | 0.0 | -21079.4 |
| 2 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -19266.5 |
| 3 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -17453.5 |
| 4 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -15640.5 |
| 5 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -13827.5 |
| 6 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -12014.5 |
| 7 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -10201.6 |
| 8 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -8388.6 |
| 9 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -6575.6 |
| 10 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -4762.6 |
| 11 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -2949.6 |
| 12 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | -1136.7 |
| 13 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 676.3 |
| 14 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 2489.3 |
| 15 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 4302.3 |
| 16 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 6115.3 |
| 17 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 7928.2 |
| 18 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 9741.2 |
| 19 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 11554.2 |
| 20 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 13367.2 |
| 21 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 15180.2 |
| 22 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 16993.1 |
| 23 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 18806.1 |
| 24 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 20619.1 |
| 25 | 0.0 | 1981.6 | -168.6 | 22432.1 |

6.5. Flujos monetarios, con aumento de 1000%

| Aumento de 1000% | | | | |
|-------------------------|----------------------|--------------------|-------------------|------------------|
| Año | Inversión [€] | Ingreso [€] | Egreso [€] | TOTAL [€] |
| 1 | -21079.4 | 0.0 | 0.0 | -21079.4 |
| 2 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | -18718.5 |
| 3 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | -16357.6 |
| 4 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | -13996.7 |
| 5 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | -11635.9 |
| 6 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | -9275.0 |
| 7 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | -6914.1 |
| 8 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | -4553.2 |
| 9 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | -2192.3 |
| 10 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 168.6 |
| 11 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 2529.5 |
| 12 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 4890.4 |
| 13 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 7251.3 |
| 14 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 9612.2 |
| 15 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 11973.1 |
| 16 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 14334.0 |
| 17 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 16694.9 |
| 18 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 19055.8 |
| 19 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 21416.7 |
| 20 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 23777.6 |
| 21 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 26138.5 |
| 22 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 28499.4 |
| 23 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 30860.3 |
| 24 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 33221.2 |
| 25 | 0.0 | 2529.5 | -168.6 | 35582.1 |

6.6. Régimen tarifario de EDEA

Cuadro Tarifario - Febrero 2016

*De acuerdo a lo resuelto por el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires y a lo establecido en el capítulo VI del Régimen Tarifario del Contrato de Concesión, la Empresa Distribuidora EDEA S.A. informa a sus clientes los nuevos precios, por suministro eléctrico, que regirán a partir del 28 de Febrero de 2016. Los consumos que corresponden totalmente a períodos anteriores, serán facturados con los precios vigentes en cada oportunidad. Los correspondientes a períodos anteriores y posteriores a esa fecha, serán prorrateados en función de los días comprendidos en cada caso, aplicándose los precios vigentes en cada momento. Los precios indicados no incluyen el Impuesto al Valor Agregado ni demás tributos establecidos en la legislación vigente.

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS

(menos de 10 KW de demanda)

| | TARIFA PLENA | AHORRO ENTRE 10-20% | AHORRO MAYOR AL 20% |
|---|-----------------|---------------------------|---------------------------|
| .T1R - RESIDENCIAL | | | |
| CARGO FIJO | 16,72 | 16,72 | 16,72 \$/mes |
| CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes100) | \$ 0,7772 | 0,6983 | 0,6419 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes200) | \$ 0,8917 | 0,8128 | 0,7564 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes400) | \$ 0,9808 | 0,9019 | 0,8455 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 4 (400 < consumo en KWH-Mes500) | \$ 1,0533 | 0,9743 | 0,9179 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 5 (500 < consumo en KWH-Mes700) | \$ 1,1544 | 1,0755 | 0,9179 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 6 (700 < consumo en KWH-Mes1400) | \$ 1,2609 | 1,1820 | 1,1256 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 7 (consumo en KWH-Mes > 1400) | \$ 1,4370 | 1,3581 | 1,3017 \$/KWh |
| .T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL | | | |
| CARGO FIJO | 112,93 | 112,93 | 112,93 \$/mes |
| CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes< 500) | 0,6357 | 0,5567 | 0,5004 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 2 (500 < consumo en KWH-Mes< 700) | 0,7561 | 0,6772 | 0,6208 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 3 (700 < consumo en KWH-Mes< 1400) | 0,8505 | 0,7716 | 0,7152 \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 1400) | 1,0286 | 0,9497 | 0,8933 \$/KWh |
| .T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS | | | |
| CARGO FIJO | 56,22 | - | - \$/mes |
| CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes 1000) | 1,3774 | - | - \$/KWh |
| .T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS | | | |
| CARGO FIJO | 323,90 | - | - \$/mes |
| CARGO VARIABLE (1000 < consumo en KWH-Mes < 2000) | 1,0756 | - | - \$/KWh |
| CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 2000) | 1,0797 | - | - \$/KWh |
| .T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL | | | |
| CARGO FIJO | 150,91 | - | - \$/mes |
| CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes < 2000) | 0,9581 | - | - \$/KWh |
| CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 2000) | 0,9627 | - | - \$/KWh |
| .T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO | | | |
| CARGO FIJO | 66,94 | - | - \$/factura |
| CARGO VARIABLE | 1,0585 | - | - \$/KWh |

T2 - MEDIANAS DEMANDAS

(de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

| | T2BT | T2MT | |
|--|--------|--------|-----------|
| CARGO FIJO | 400,99 | 607,56 | \$/mes |
| CARGO POR POTENCIA EN PICO | 94,38 | 65,96 | \$/KW mes |
| CARGO POR POTENCIA FUERA PICO | 40,45 | 28,27 | \$/KW mes |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA EN PICO | 0,4553 | 0,4483 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA FUERA DE PICO | 0,4501 | 0,4422 | \$/KWh |

T3 - GRANDES DEMANDAS

suministros > 50 KW de demanda - (usuarios finales)

| | T3BT | T3MT | |
|-------------------------------|--------|--------|-----------|
| CARGO FIJO | 388,93 | 566,63 | \$/mes |
| CARGO POR POTENCIA EN PICO | 127,38 | 94,94 | \$/KW mes |
| CARGO POR POTENCIA FUERA PICO | 54,59 | 40,69 | \$/KW mes |

USUARIOS FINALES Suministros entre 50 y 300KW de Demanda

| | | | |
|---|--------|--------|--------|
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO | 0,4267 | 0,4195 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO | 0,4222 | 0,4151 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE | 0,4172 | 0,4101 | \$/KWh |

USUARIOS FINALES Suministros Mayor o Igual a 300 KW de Demanda

| | | | |
|---|--------|--------|--------|
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO | 0,9022 | 0,8850 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO | 0,8980 | 0,8812 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE | 0,8932 | 0,8762 | \$/KWh |

EDIFICIO SUSTENTABLE MEDIANTE USO DE ENERGÍA SOLAR

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES

(menos de 10 KW de potencia)

| | TARIFA PLENA | AHORRO ENTRE 10-20% | |
|---|-----------------|---------------------------|--------|
| CARGO FIJO | 130,12 | 130,12 | \$/mes |
| CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes500) | 0,8088 | 0,7352 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 2 (500 < consumo en KWH-Mes700) | 0,8790 | 0,8054 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 3 (700 < consumo en KWH-Mes1400) | 0,9480 | 0,8744 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 1400) | 1,0494 | 0,9759 | \$/KWh |

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

| | |
|-------------------|-------------|
| 5 KVA monofásico | 27 KWh/mes |
| 10 KVA monofásico | 43 KWh/mes |
| 15 KVA monofásico | 52 KWh/mes |
| 16 KVA monofásico | 57 KWh/mes |
| 10 KVA trifásico | 70 KWh/mes |
| 15 KVA trifásico | 86 KWh/mes |
| 16 KVA trifásico | 91 KWh/mes |
| 20 KVA trifásico | 108 KWh/mes |
| 25 KVA trifásico | 124 KWh/mes |
| 30 KVA trifásico | 136 KWh/mes |
| 40 KVA trifásico | 166 KWh/mes |
| 50 KVA trifásico | 186 KWh/mes |
| 63 KVA trifásico | 216 KWh/mes |
| 100 KVA trifásico | 251 KWh/mes |

T5 - SERVICIO DE PEAJE GRANDES DEMANDAS

suministros > 50 KW de demanda- (us. finales)

| | T5BT | T5MT | T5AT | |
|-------------------------------|--------|-------|-------|-----------|
| CARGO FIJO | 82,68 | 99,58 | 75,42 | \$/mes |
| CARGO POR POTENCIA EN PICO | 128,79 | 85,93 | 3,32 | \$/KW mes |
| CARGO POR POTENCIA FUERA PICO | 55,20 | 36,83 | 2,21 | \$/KW mes |

USUARIOS FINALES Suministros entre 50 y 300KW de Demanda

| | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO | 0,0140 | 0,0068 | 0,0046 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO | 0,0138 | 0,0068 | 0,0046 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE | 0,0137 | 0,0066 | 0,0045 | \$/KWh |

USUARIOS FINALES Suministros Mayor o Igual a 300 KW de Demanda

| | | | | |
|---|--------|--------|---|--------|
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO | 0,0332 | 0,0160 | - | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO | 0,0329 | 0,0161 | - | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE | 0,0329 | 0,0159 | - | \$/KWh |

T6 - SERVICIO DE PEAJE MEDIANAS DEMANDAS

(de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)

| | T6BT | T6MT | \$/mes |
|--|--------|--------|-----------|
| CARGO FIJO | 210,67 | 417,35 | \$/KW mes |
| CARGO POR POTENCIA EN PICO | 52,79 | 32,99 | \$/KW mes |
| CARGO POR POTENCIA FUERA PICO | 22,63 | 14,14 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA EN PICO | 0,0401 | 0,0329 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE POR ENERGÍA FUERA DE PICO | 0,0399 | 0,0328 | \$/KWh |

TSO - TARIFA SOCIAL *

(menos de 10 KW de demanda)

| | CON AHORRO | SIN AHORRO | \$/mes |
|--|------------|------------|--------|
| CARGO FIJO | 16,72 | 16,72 | \$/mes |
| CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWh-Mes <100) | 0,4141 | 0,4141 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 2.a (100 < consumo en KWh-Mes < 150) | 0,5286 | 0,5286 | \$/KWh |
| <i>Cargo que se aplica sobre el excedente de 150 KWh-Mes</i> | | | |
| CARGO VARIABLE 2.b (150 < consumo en KWh-Mes < 200) | 0,5600 | 0,8917 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWh-Mes < 400) | 0,6491 | 0,9808 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 4 (400 < consumo en KWh-Mes < 500) | 0,7215 | 1,0533 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 5 (500 < consumo en KWh-Mes < 700) | 0,8227 | 1,1544 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 6 (700 < consumo en KWh-Mes < 1400) | 0,9292 | 1,2609 | \$/KWh |
| CARGO VARIABLE 7 (consumo en KWh-Mes > 1400) | 1,1053 | 1,4370 | \$/KWh |

EDIFICIO SUSTENTABLE MEDIANTE USO DE ENERGÍA SOLAR

· RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

| | | |
|-------------------------------|-------|----------|
| SU MINISTROS EN BAJA TENSIÓN | 0,096 | \$/kvarh |
| SU MINISTROS EN MEDIA TENSIÓN | 0,096 | \$/kvarh |
| SU MINISTROS EN ALTA TENSIÓN | 0,096 | \$/kvarh |

· SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

| | | |
|--------------------|----|--------|
| TARIFA T1R | \$ | 44,31 |
| TARIFA T1RE | \$ | 66,41 |
| TARIFA T1G BC y AC | \$ | 261,50 |
| TARIFA T1GE | \$ | 261,50 |
| TARIFA 1AP | \$ | 261,50 |
| TARIFAS 2 | \$ | 642,76 |
| TARIFAS 3 | \$ | 803,41 |
| TARIFA 4 | \$ | 261,50 |

· CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

| | MONOFASICAS | TRIFASICAS |
|---------------|-------------|-------------|
| TARIFA T1R | \$ 352,62 | \$ 805,10 |
| TARIFA T1RE | \$ 375,08 | \$ 1.015,25 |
| TARIFA T1G BC | \$ 424,22 | \$ 1.291,37 |
| TARIFA T1G AC | \$ 424,22 | \$ 1.291,37 |
| TARIFA T1GE | \$ 601,38 | \$ 1.628,28 |
| TARIFA 1AP | \$ 424,22 | \$ 1.291,37 |
| TARIFAS 2 | - | \$ 1.939,95 |
| TARIFAS 3 | - | \$ 2.909,93 |
| TARIFA 4 | \$ 468,81 | \$ 1.268,73 |

· CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

| | MONOFASICAS | TRIFASICAS |
|---------------|-------------|-------------|
| TARIFA T1R | \$ 352,62 | \$ 805,10 |
| TARIFA T1RE | \$ 375,08 | \$ 1.015,25 |
| TARIFA T1G BC | \$ 424,22 | \$ 1.291,37 |
| TARIFA T1G AC | \$ 424,22 | \$ 1.291,37 |
| TARIFA T1GE | \$ 601,38 | \$ 1.628,28 |
| TARIFA 1AP | \$ 424,22 | \$ 1.291,37 |
| TARIFAS 2 | - | \$ 1.939,95 |
| TARIFAS 3 | - | \$ 2.909,93 |
| TARIFA 4 | \$ 468,81 | \$ 1.268,73 |

CONEXIONES SUBTERRANEAS

| | MONOFASICAS | TRIFASICAS |
|---------------|-------------|-------------|
| TARIFA T1R | \$ 805,10 | \$ 1.067,00 |
| TARIFA T1RE | \$ 1.015,25 | \$ 1.228,64 |
| TARIFA T1G BC | \$ 1.291,37 | \$ 1.711,04 |
| TARIFA T1G AC | \$ 1.291,37 | \$ 1.711,04 |
| TARIFA T1GE | \$ 1.628,28 | \$ 1.970,33 |
| TARIFA 1AP | \$ 1.291,37 | \$ 1.711,04 |
| TARIFAS 2 | - | \$ 2.748,29 |
| TARIFAS 3 | - | \$ 4.138,56 |
| TARIFA 4 | \$ 1.268,73 | \$ 1.535,81 |

· CARGO POR HABILITACION DE SUMINISTROS CONJUNTOS DE PEQUEÑA DEMANDA T1

| | |
|--|-------------|
| Inmueble integrado por 2 a 10 Unidades Funcionales (vivienda y/o local u oficina) | \$ 5.334,98 |
| Inmueble integrado por 11 a 25 Unidades Funcionales (vivienda y/o local u oficina) | \$ 6.401,97 |
| Inmueble integrado por más de 25 Unidades Funcionales (vivienda y/o local u oficina) | \$ 8.535,96 |

6.7. Costos de compra de energía eléctrica con 100% de aumento

| Aumento de tarifa de 100% | | |
|---------------------------|----------------|---------------|
| Mes | [\$/mes] | [€/mes] |
| Enero | 4118.1 | 262.7 |
| Febrero | 3973.6 | 253.5 |
| Marzo | 3918.8 | 250.0 |
| Abril | 3657.9 | 233.3 |
| Mayo | 3493.8 | 222.9 |
| Junio | 3364.2 | 214.6 |
| Julio | 3442.8 | 219.6 |
| Agosto | 3586.9 | 228.8 |
| Septiembre | 3782.5 | 241.3 |
| Octubre | 3946.8 | 251.8 |
| Noviembre | 3999.4 | 255.1 |
| Diciembre | 4120.6 | 262.9 |
| TOTAL + Imp | 55310.4 | 3528.4 |

6.8. Costos de compra de energía eléctrica con 200% de aumento

| Aumento de tarifa de 200% | | |
|---------------------------|----------------|---------------|
| Mes | [\$/mes] | [€/mes] |
| Enero | 6177.2 | 394.1 |
| Febrero | 5960.4 | 380.2 |
| Marzo | 5878.2 | 375.0 |
| Abril | 5486.8 | 350.0 |
| Mayo | 5240.8 | 334.3 |
| Junio | 5046.3 | 321.9 |
| Julio | 5164.2 | 329.4 |
| Agosto | 5380.4 | 343.2 |
| Septiembre | 5673.8 | 361.9 |
| Octubre | 5920.3 | 377.7 |
| Noviembre | 5999.1 | 382.7 |
| Diciembre | 6180.9 | 394.3 |
| TOTAL + Imp | 78013.1 | 4976.6 |

6.9. Flujos monetarios, con aumento de 100%

| 100% | | | | |
|-------------|----------------------|--------------------|-------------------|------------------|
| Año | Inversión [€] | Ingreso [€] | Egreso [€] | TOTAL [€] |
| 1 | -44525.4 | 0.0 | 0.0 | -44525.4 |
| 2 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -41575.9 |
| 3 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -38626.3 |
| 4 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -35676.8 |
| 5 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -32727.3 |
| 6 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -29777.8 |
| 7 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -26828.3 |
| 8 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -23878.7 |
| 9 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -20929.2 |
| 10 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -17979.7 |
| 11 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -15030.2 |
| 12 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -12080.7 |
| 13 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -9131.1 |
| 14 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -6181.6 |
| 15 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -3232.1 |
| 16 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | -282.6 |
| 17 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 2666.9 |
| 18 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 5616.5 |
| 19 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 8566.0 |
| 20 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 11515.5 |
| 21 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 14465.0 |
| 22 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 17414.5 |
| 23 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 20364.1 |
| 24 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 23313.6 |
| 25 | 0.0 | 3528.4 | -578.8 | 26263.1 |

6.10. Flujos monetarios, con aumento de 200%

| 200% | | | | |
|------|---------------|-------------|------------|-----------|
| Año | Inversión [€] | Ingreso [€] | Egreso [€] | TOTAL [€] |
| 1 | -44525.4 | 0.0 | 0.0 | -44525.4 |
| 2 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -40127.6 |
| 3 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -35729.8 |
| 4 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -31332.1 |
| 5 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -26934.3 |
| 6 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -22536.5 |
| 7 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -18138.8 |
| 8 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -13741.0 |
| 9 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -9343.2 |
| 10 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -4945.5 |
| 11 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | -547.7 |
| 12 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 3850.1 |
| 13 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 8247.8 |
| 14 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 12645.6 |
| 15 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 17043.4 |
| 16 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 21441.1 |
| 17 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 25838.9 |
| 18 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 30236.7 |
| 19 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 34634.4 |
| 20 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 39032.2 |
| 21 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 43430.0 |
| 22 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 47827.8 |
| 23 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 52225.5 |
| 24 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 56623.3 |
| 25 | 0.0 | 4976.6 | -578.8 | 61021.1 |