



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

FACULTAD DE INFORMÁTICA Y ELECTRÓNICA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA CONTROL

Y REDES INDUSTRIALES

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA GENERACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 1MW CON CONEXIÓN A LA RED DE M.T. EN LA
ESPOCH”**

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del título de

INGENIERO EN ELECTRÓNICA CONTROL Y REDES INDUSTRIALES

Presentado por

FERNANDA MARIBEL NUÑEZ ORTIZ

RIOBAMBA-ECUADOR

2013

A mis Maestros Ing. Lorenzo Enríquez, Ing. Fernando Chávez, quienes con humildad, sinceridad y responsabilidad, supieron guiarme e impartir sus valiosos conocimientos para desarrollar el proyecto y su aporte para la culminación de la tesis.

Este trabajo de tesis está enteramente dedicada a un sueño, el de ser un profesional que ayude en el progreso de mi familia y país. Gracias a mis padres Galo Núñez Sánchez y Miryan Ortiz Córdova por confiar en mí porque sin ustedes este sueño no se hubiera vuelto realidad. Porque no hay palabras que expresen lo tan agradecido que estoy ya que mis bases están basadas en el conocimiento y perseverancias que me inculcaron.

Fernanda

NOMBRE

FIRMA

FECHA

Ing. Iván Menes

**DECANO DE LA FACULTAD
DE INFORMÁTICA Y
ELECTRÓNICA**

.....

.....

Ing. Paul Romero

**DIR. ESC. ING. ELECTRÓNICA
CONTROL Y REDES INDUSTRIALES**

.....

.....

Ing. Lorenzo Enríquez

DIRECTOR DE TESIS

.....

.....

Ing. Fernando Chávez

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

.....

.....

Lcdo. Carlos Rodríguez

**DIRECTOR DPTO.
DOCUMENTACIÓN**

.....

.....

NOTA DE LA TESIS

.....

“Yo, **Fernanda Maribel Núñez Ortiz** soy responsable de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en esta tesis; y, el patrimonio intelectual de la Tesis de Grado pertenece a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO”

.....

Fernanda Maribel Núñez Ortiz

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Alta Tensión	AT.
Ampere	A.
Auto-transformador	ATR.
Baja Tensión	BT
Corriente Alterna	CA.
Corriente Directa	CD.
Frecuencia	Fr.
Fusible	Fus
Generador	G.
Hertz (c.p.s)	Hz.
Interruptor	Int
Joule	J.
Kilovolt	KV
Kilovoltampere	KVA
Kilovoltampere hora	KVAh
Kilowatt	KW
Milivolt	mV
Miliampere	mA
Milivólmetro	mVM
Motor	Mot.
Motor-Generador	M-G
Neutro	N
Porta-Fusible	PFus.
Positivo	Pos.
Primario	Prim.
Temperatura	Temp.
Transformador de Corriente	TC.
Transformador de Potencial	TP.
Transformadores de Aislamiento	TA
Tierra	T.
Transformador	Tr
Volt	V.
Watt	W.
Watt-Hora	Wh

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO

DEDICATORIA

FIRMAS DE RESPONSABILIDAD

RESPONSABILIDAD DE LOS AUTORES

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

<i>1.1 Antecedentes.....</i>	<i>- 20 -</i>
<i>1.2 Justificación.....</i>	<i>- 22 -</i>
<i>1.3 Objetivos.....</i>	<i>- 23 -</i>
<i>1.3.1 General.....</i>	<i>- 23 -</i>
<i>1.3.2 Específicos.....</i>	<i>- 24 -</i>

CAPÍTULO II

ANTECEDENTES

<i>1.1 Energía Solar.....</i>	<i>- 25 -</i>
<i>1.2 Radiación Solar.....</i>	<i>- 27 -</i>
<i>1.2.1 Tipos de Radiación Solar.....</i>	<i>- 28 -</i>
<i>1.3 Movimientos del sol.....</i>	<i>- 32 -</i>
<i>1.4 Efecto Fotovoltaico.....</i>	<i>- 32 -</i>
<i>1.5 Energía solar fotovoltaica en el mundo.....</i>	<i>- 33 -</i>
<i>1.6 Energía solar en el Ecuador.....</i>	<i>- 37 -</i>

CAPÍTULO III

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

<i>3.1 Introducción.....</i>	<i>- 40 -</i>
<i>3.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos.....</i>	<i>- 41 -</i>
<i>3.2.1 Sistemas fotovoltaicos de conexión aislada.....</i>	<i>- 41 -</i>

3.2.2	<i>Sistemas fotovoltaicos conectados a la red</i>	- 43 -
3.2.2.1	<i>El papel del inversor en sistemas de a la conexión a la red</i>	- 45 -
3.3	<i>Componentes de sistemas fotovoltaicos de conexión a la red</i>	- 45 -
3.3.1	<i>Generador fotovoltaico</i>	- 46 -
3.3.1.1	<i>Comportamiento del panel fotovoltaico</i>	- 48 -
3.3.1.2	<i>Tipos de Paneles Solares</i>	- 50 -
3.3.1.3	<i>Características eléctricas</i>	- 52 -
3.3.1.4	<i>HPS(Paneles Solares Fotovoltaicos)</i>	- 56 -
3.3.2	<i>Inversor</i>	- 57 -
3.3.3	<i>Estructuras y soporte</i>	- 60 -
3.3.4	<i>Cableado en una instalación fotovoltaica de conexión a red</i>	- 63 -
3.3.5	<i>Centros de transformación</i>	- 64 -
3.3.5.1	<i>Transformadores BT/MT</i>	- 64 -
3.3.5.2	<i>Protecciones</i>	- 64 -

CAPÍTULO IV

DATOS DE LA INSTALACIÓN

4.1	<i>Descripción del emplazamiento</i>	- 66 -
4.2	<i>Calculo y dimensionamiento del sistema fotovoltaico</i>	- 73 -
4.2.1	<i>Análisis de la Capacidad de Generación Eléctrica a Instalar</i>	- 73 -
4.2.2	<i>Estudio de mercado y selección de Generadores fotovoltaicos.</i>	- 74 -
4.2.3	<i>Tecnología Brisbane Solar</i>	- 78 -
4.2.4	<i>Orientación y ángulo de inclinación de los paneles</i>	- 80 -
4.2.5	<i>Dimensionamiento del inversor</i>	- 85 -
4.2.6	<i>Dimensionamiento del cableado</i>	- 88 -
4.2.7	<i>Red de Media tensión</i>	- 89 -
4.2.7.1	<i>Transformador</i>	- 93 -
4.3	<i>Reglamentaciones para la instalación</i>	- 94 -

CAPÍTULO V

CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN

5.1	<i>Introducción</i>	- 97 -
5.2	<i>Calculo del campo generador fotovoltaico</i>	- 98 -

5.3	<i>Cálculos de Diseño de la central solar</i>	- 101 -
5.4	<i>Calculo de la producción anual esperada</i>	- 102 -
5.4.1	<i>Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal</i>	- 102 -
5.4.2	<i>Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador</i>	- 103 -
5.4.3	<i>Rendimiento energético del generador fotovoltaico</i>	- 104 -
5.4.3.1	<i>Rendimiento energético de la instalación o performance ratio (PR)</i> .	- 104 -
5.4.3.2	<i>Perdidas por dispersión de los parámetros entre módulos (A1)</i>	- 104 -
5.4.3.3	<i>Pérdidas por efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares (A2)</i>	- 105 -
5.4.3.4	<i>Pérdidas por reflectancia angular y espectral (A3)</i>	- 105 -
5.4.3.5	<i>Factor de sombras (A4)</i>	- 105 -
5.4.3.6	<i>Total de pérdidas en el generador (A)</i>	- 106 -
5.4.3.7	<i>Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua (B)</i>	- 106 -
5.4.3.8	<i>Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna (C)</i>	- 107 -
5.4.3.9	<i>Pérdidas por disponibilidad (D)</i>	- 107 -
5.4.3.10	<i>Pérdidas por el rendimiento del inversor (E)</i>	- 108 -
5.4.3.11	<i>Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador PMP (F)</i>	- 108 -
5.4.3.12	<i>Pérdidas por temperatura (Ptemp)</i>	- 108 -
5.4.4	<i>Estimación de la energía inyectada</i>	- 110 -
5.5	<i>Estructura soporte</i>	- 112 -
5.6	<i>Distancia mínima entre filas de módulos</i>	- 117 -

CAPÍTULO VI

INSTALACIÓN ELÉCTRICA

6.1	<i>Calculo del centro de protección y medida</i>	- 121 -
6.1.1	<i>Intensidad de alta tensión</i>	- 121 -
6.1.2	<i>Cortocircuitos</i>	- 121 -
6.1.2.1	<i>Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito</i>	- 122 -
6.1.2.2	<i>Cortocircuito en el lado de Media Tensión</i>	- 122 -
6.1.3	<i>Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra</i>	- 122 -

6.1.3.1	<i>Investigación de las características del suelo</i>	- 122 -
6.1.3.2	<i>Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo correspondiente de eliminación de defecto</i>	- 123 -
6.1.3.3	<i>Diseño preliminar de la instalación de tierra</i>	- 124 -
6.1.3.4	<i>Cálculo de la resistencia del sistema de tierras</i>	- 128 -
6.1.3.5	<i>Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación</i>	- 130 -
6.1.3.6	<i>Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación</i>	- 131 -
6.1.3.7	<i>Cálculo de las tensiones aplicadas</i>	- 132 -
6.1.3.8	<i>Investigación de tensiones transferibles al exterior</i>	- 133 -
6.2	<i>Cálculos Centros de Transformación</i>	- 133 -
6.2.1	<i>Intensidad de media tensión</i>	- 134 -
6.2.2	<i>Intensidad de baja tensión</i>	- 134 -
6.2.3	<i>Cortocircuitos</i>	- 135 -
6.2.3.1	<i>Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito</i>	- 135 -
6.2.3.2	<i>Cortocircuito en el lado de Alta Tensión</i>	- 136 -
6.2.3.3	<i>Cortocircuito en el lado de Baja Tensión</i>	- 136 -
6.2.4	<i>Selección de las protecciones de alta y baja tensión</i>	- 137 -
6.2.5	<i>Dimensiones del pozo apagafuegos</i>	- 137 -
6.2.6	<i>Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra</i>	- 137 -
6.2.6.1	<i>Investigación de las características del suelo</i>	- 137 -
6.2.6.2	<i>Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo correspondiente de eliminación de defecto</i>	- 138 -
6.2.6.3	<i>Diseño preliminar de la instalación de tierra</i>	- 138 -
6.2.6.4	<i>Cálculo de la resistencia del sistema de tierras</i>	- 141 -
6.2.6.5	<i>Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación</i>	- 142 -
6.2.6.6	<i>Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación</i>	- 142 -
6.2.6.7	<i>Cálculo de las tensiones aplicadas</i>	- 143 -
6.2.6.8	<i>Investigación de tensiones transferibles al exterior</i>	- 144 -
6.3	<i>Cálculo línea subterránea media tensión</i>	- 145 -
6.3.1	<i>Datos de la línea</i>	- 146 -
6.3.2	<i>Criterios de cálculo</i>	- 146 -

6.3.3	<i>Cálculos justificativos</i>	- 146 -
6.3.3.1	<i>Criterio, por intensidad máxima admisible</i>	- 146 -
6.3.3.2	<i>Criterio, por intensidad térmica producida por un cortocircuito</i>	- 147 -
6.3.3.3	<i>Criterio por caída de tensión en la línea</i>	- 150 -
6.3.3.4	<i>Resultados</i>	- 151 -
6.3.4	<i>Pérdidas de potencia</i>	- 151 -
6.4	<i>Calculo puestas a tierra</i>	- 152 -
6.4.1	<i>Puesta a tierra de los receptores de baja tensión</i>	- 152 -
6.4.1.1	<i>Uniones a tierra</i>	- 152 -
6.4.1.2	<i>Tomas de tierra</i>	- 152 -
6.4.1.3	<i>Conductores de tierra</i>	- 153 -
6.4.1.4	<i>Bornes de puesta a tierra</i>	- 154 -
6.4.1.5	<i>Conductores de protección</i>	- 154 -
6.4.1.6	<i>Resistencia de las tomas de tierra</i>	- 156 -
6.4.1.7	<i>Tomas de tierra independientes</i>	- 158 -
6.4.1.8	<i>Separación entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de un centro de transformación</i>	- 158 -
6.4.2	<i>Análisis final y cálculo de la instalación de puesta a tierra</i>	- 160 -
6.4.2.1	<i>Cálculo de la puesta a tierra de la instalación de Baja Tensión (caseta de inversor</i>	- 160 -
6.4.2.2	<i>Puesta a tierra de la estructura de los paneles</i>	- 162 -
6.4.2.3	<i>Puesta a tierra de la instalación de Media Tensión subterránea</i>	- 163 -
6.4.2.3.1	<i>Puesta a tierra en cubiertas metálicas</i>	- 163 -
6.4.2.3.2	<i>Pantallas</i>	- 163 -
6.5	<i>Calculo de secciones de conductores de baja tensión</i>	- 163 -
6.5.1	<i>Cableado de corriente continua</i>	- 163 -
6.5.2	<i>Cableado Corriente alterna</i>	- 168 -
6.5.2.1	<i>Intensidades máximas admisibles</i>	- 168 -
6.5.2.2	<i>Calculo cableado</i>	- 172 -
6.6	<i>Calculo de corrientes de cortocircuito</i>	- 177 -
6.6.1	<i>Calculo práctico de las corrientes de cortocircuito</i>	- 177 -

6.6.1.1	<i>Centro de protección y medida</i>	- 178 -
6.6.1.2	<i>Centros de transformación</i>	- 179 -
6.6.1.3	<i>Cuadro general baja tensión</i>	- 182 -

CAPÍTULO VII

IMPACTO AMBIENTAL

7.1	<i>Que Impacto Ambiental tiene la Energía Solar</i>	- 184 -
7.2	<i>Ventajas Ambientales</i>	- 185 -
7.3	<i>Ahorro de emisiones gaseosas a la atmosfera</i>	- 186 -
7.4	<i>Identificación y evaluación de Impactos ambientales</i>	- 186 -

CAPÍTULO VIII

ESTUDIO ECONÓMICO

8.1	<i>Descripción</i>	- 195 -
8.1.1	<i>Potencia objetivo</i>	- 196 -
8.1.2	<i>Estudio de Factibilidad</i>	- 196 -
8.1.2.1	<i>Factibilidad técnica</i>	- 196 -
8.1.2.2	<i>Factibilidad operativa</i>	- 196 -
8.1.3	<i>Factibilidad económica</i>	- 196 -
8.2	<i>Tarifas Eléctricas</i>	- 197 -
8.2.1.1	<i>Regulación no. conelec – 004/11 el directorio del consejo nacional de electricidad conelec</i>	- 197 -
8.2.1.2	<i>Procedimiento de calificación y obtención del título habilitante:</i>	- 200 -
8.2.1.3	<i>Precios preferentes</i>	- 201 -
8.2.1.4	<i>Vigencia de los precios</i>	- 201 -
8.3	<i>Rentabilidad del Proyecto</i>	- 202 -
8.3.1	<i>Proyecto e hipótesis de evolución</i>	- 202 -
8.3.2	<i>Presupuesto</i>	- 203 -
8.3.3	<i>Análisis de Viabilidad</i>	- 209 -
8.3.4	<i>Resultados</i>	- 210 -

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

RESUMEN

SUMMARY

GLOSARIO

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II-1 Tipos de Radiación	- 29 -
Figura II-2 Espectro de Radiación Solar	- 30 -
Figura II-3 Crecimiento energía solar fotovoltaica a nivel mundial	- 34 -
Figura II-4 Potencia acumulada en el mundo	- 35 -
Figura II-5 Primeros fabricantes de células fotovoltaicas en el mundo	- 37 -
Figura II-6 Irradiación solar anual sobre la superficie terrestre, frente a los recursos de energía disponibles	- 38 -
Figura III-1 Tipologías energía solar fotovoltaica	- 41 -
Figura III-2 Sistema fotovoltaico de conexión aislada.....	- 41 -
Figura III-3 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	- 44 -
Figura III-4 Componentes de una instalación conectada a la red.....	- 45 -
Figura III-5 Estructura de un panel fotovoltaico	- 46 -
Figura III-6 Elementos de un Panel Fotovoltaico	- 47 -
Figura III-7 Paneles Solares con exposición solar	- 49 -
Figura III-8 Relación V-I en función a la intensidad de la radiación solar	- 54 -
Figura III-9 Relación V-I en función de la Temperatura	- 55 -
Figura III-10 Relación V-I en condiciones estándar de medida.....	- 56 -
Figura III-11 Diagrama HPS (horas de pico solar)	- 57 -
Figura III-12 Ciclos del sol	- 62 -
Figura IV-1 Mapa de localización Zona de la instalación	- 67 -
Figura IV-2 Mapa de Sitios potenciales del Ecuador.....	- 68 -
Figura IV-3 Heliofanía de Riobamba.....	- 69 -
Figura IV-4 Temperatura ambiente promedio en Riobamba (°C)	- 70 -
Figura IV-5 Definición de las horas pico solar	- 71 -
Figura IV-6 Irradiación solar media 2009, H (Wh/m ² dia)	- 73 -
Figura IV-7 Eficiencia del módulo	- 77 -
Figura IV-8 Superficie de captación de modulo para 100W.....	- 77 -
Figura IV-9 Orientación de un panel solar.....	- 81 -
Figura IV-10 Ángulo de posicionamiento óptimo en invierno y verano	- 81 -
Figura IV-11 Características del inversor	- 86 -
Figura V-1 Producción de energía	- 111 -
FiguraV-2 Accesorios para el montaje de la estructura (tuerca).....	- 112 -
Figura V-3 Base de carril para fijar los carriles al suelo y unir unos carriles con otros.....	- 113 -
Figura V-4 Base de carril para fijar los carriles al suelo	- 113 -
FiguraV-5 Conectores de panel fotovoltaico para la fijación del panel solar al carril (I)	- 114 -
FiguraV-6 Conectores de panel fotovoltaico para la fijación del panel solar al carril (II).....	- 115 -
Figura V-7 Perfecto ajuste a los distintos espesores de panel.....	- 115 -
Figura V-8 Datos técnicos Carriles	- 116 -
Figura V-9 Tipos de carriles para las estructuras	- 117 -
Figura V-10 Distancia mínima entre generadores (Vista Aérea)	- 118 -
Figura V-11 Distancia mínima entre generadores (Vista Perfil).....	- 119 -
Figura VI-1 Puesta a tierra BT	- 160 -

FiguraVII-1 Tipos de Impacto Ambiental del parque Solar Fotovoltaico	- 191 -
FiguraVII-2 Tipos de impactos ambientales por etapas del proyecto	- 192 -
Figura VIII-1 Resumen del proyecto	- 211 -

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla IV-I Heliofanía de Riobamba (horas sol / día).....	- 69 -
Tabla IV-II Temperatura ambiente promedio en Riobamba (°C)	- 70 -
Tabla IV-III Irradiación solar media 2009, H kW.h/m ²	- 72 -
Tabla IV-IV Módulos fotovoltaicos más eficientes del mercado fotovoltaico	- 75 -
Tabla IV-V Eficiencia de marcas seleccionadas	- 76 -
Tabla IV-VI Características del modulo fotovoltaico	- 79 -
Tabla IV-VII Ángulo de inclinación de panel solar en función de la latitud del lugar	- 82 -
Tabla IV-VIII Criterio de Angulo de inclinación.....	- 82 -
Tabla IV-IX Radiación recibida con un ángulo de inclinación de 15°	- 83 -
Tabla IV-X Radiación recibida con un ángulo de inclinación de 1.668°	- 84 -
Tabla IV-XI Radiación recibida con un ángulo de inclinación de 0°	- 84 -
Tabla IV-XII Especificaciones técnicas Inversor.....	- 87 -
Tabla V-I Conversión de Azimut a Rumbos	- 101 -
Tabla V-II Irradiación diaria sobre superficie horizontal Idm β en kWh/ (m ² •día).....	- 102 -
Tabla V-III Gdm (α, β) energía captada por m ² de superficie	- 103 -
Tabla V-IV Rendimiento energético de la instalación	- 110 -
Tabla V-V Estimación de la energía proyectada.....	- 111 -
Tabla V-VI valores significativos de k	- 117 -
Tabla V-VII Tabla de resumen de la configuración global.....	- 120 -
Tabla VI-I Intensidad Media Tensión	- 134 -
Tabla VI-II Intensidad Baja Tensión.....	- 135 -
Tabla VI-III Cortocircuito en el lado de BT	- 136 -
Tabla VI-IV Dimensionamiento Pozo Apagafuegos	- 137 -
Tabla VI-V Datos de línea	- 146 -
Tabla VI-VI Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm ² , para conductores de aluminio	- 148 -
Tabla VI-VII Conductores de tierra	- 154 -
Tabla VI-VIII Conductores de protección	- 155 -
Tabla VI-IX Resistencia de las tomas a tierra.....	- 157 -
Tabla VI-X Valores de uso frecuente de la conductividad de conductores	- 165 -
Tabla VI-XI Calculo Cableado CC	- 165 -
Tabla VI-XII Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).....	- 167 -
Tabla VI-XIII Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación.....	- 168 -
Tabla VI-XIV Temperatura maxima admisible	- 169 -
Tabla VI-XV Factor de corrección de la temperatura.....	- 170 -
Tabla VI-XVI Factor de corrección para la resistividad térmica	- 170 -
Tabla VI-XVII Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares.....	- 170 -
Tabla VI-XVIII Factor de corrección para diferentes profundidades	- 170 -
Tabla VI-XIX Corrientes admisibles de los conductores.....	- 172 -
Tabla VII-I Actividades del proyecto y aspectos ambientales identificados	- 187 -
Tabla VII-II Componentes ambientales	- 188 -
Tabla VIII-I Precios preferentes Energías Renovables en (c\$/kwh).....	- 201 -

Tabla VIII-II Precios preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 Mw. en (c\$/kwh)	201 -
Tabla VIII-III Propuesta en marcha	202 -
Tabla VIII-IV Presupuesto de la instalación	203 -

INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías con más proyección de futuro en el panorama de la generación eléctrica. La actual situación de dependencia total de los combustibles fósiles tiene que dar paso a un mix energético económicamente viable y medioambientalmente sostenible. Es por eso que se necesita que el impulso inicial a las fuentes de energía renovables se mantenga y se promueva, tanto con nuevas instalaciones como con tecnologías de vanguardia fruto de la investigación en este campo. Ecuador y en especial el centro-sur del país, se encuentra en una situación geográfica privilegiada en cuanto a irradiación sobre su territorio. La energía solar se presenta, por tanto, como una buena opción para el aprovechamiento de esa materia prima que es la radiación solar. En este proyecto se pretende realizar el diseño de un tipo de instalación que se aprovecha de estas condiciones favorables para la producción de energía eléctrica. Se trata de un parque solar fotovoltaica con conexión a la red. Se plantea una infraestructura concentrada, especializada y de gran rendimiento energético debido a la utilización de seguidores solares en dos ejes que maximizan el aprovechamiento de la radiación solar incidente hasta niveles muy superiores a los que se obtienen cuando se trabaja con paneles de inclinación fija. La huerta solar fotovoltaica que se está proyectando está ubicada en las instalaciones de la Escuela superior Politécnica de Chimborazo en la provincia de Chimborazo. Tiene una potencia nominal de 1 MW., con una vida útil de 35 años. Para tener una mayor accesibilidad económica con vistas a la inversión de particulares y empresas se ha planteado subdividir la huerta solar en 10 instalaciones semindependientes de 100 kW de potencia nominal cada una.

La venta de esta energía reporta una compensación económica para el dueño de la instalación, que ha realizado una inversión inicial y ha de recuperarla. Normalmente, no sólo la recupera, sino que a partir de un tiempo determinado consigue obtener una serie de beneficios.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Antecedentes

El avance de la civilización ha implicado el desarrollo de tecnologías de producción industrial para el procesamiento de productos, bienes y servicios que satisfagan las necesidades del hombre, para tener una mejor calidad de vida y el beneficio económico que todas estas actividades conllevan.

En el momento en el que nos encontramos, cuando las energías fósiles están escaseando, el sol se presenta como un recurso que no debe ser desaprovechado. El sol es un recurso que la naturaleza nos proporciona de manera gratuita. Para la producción de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica, el combustible utilizado es el sol. Además hay que añadir a esto que es totalmente gratuito. A su vez, la tecnología solar es limpia. No produce contaminación alguna y por lo tanto no provoca el calentamiento global.

Ecuador presenta una gran dependencia en materia energética. No se produce la cantidad de energía que se consume por lo que se necesita comprar energía a otros países. Esto provoca que estemos a expensas de otros países y que seamos vulnerables

por el precio. La instalación de energía solar reducirían esta dependencia pudiendo incluso exportar energía.

Durante los últimos años en el campo de la actividad fotovoltaica los sistemas de conexión a Red Eléctrica constituyen una aplicación en expansión. La extensión a gran escala de este tipo de aplicaciones, ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permite, por un lado, optimizar su diseño y funcionamiento y por otro, evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental.

Sin duda, la energía eléctrica es la forma de energía más ampliamente usada en las actividades económicas y sociales de nuestro mundo moderno. Por ello, se puede decir que las compañías generadoras y distribuidoras de electricidad asumen dos retos de relevante preocupación actual. Uno es generar con mayor eficiencia, menor costo y con un mínimo impacto sobre el medio ambiente. El segundo es cumplir con la calidad del suministro, que ha llegado a ser un punto importante tanto para los usuarios como para las compañías que distribuyen la energía eléctrica, y que se refleja en una distribución y un consumo de energía más eficiente.

En base a esto un grupo de docentes de la FIE preocupados por la problemática propusieron a la institución un proyecto de investigación denominado “ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO APOYADO ÚNICAMENTE CON ENERGÍAS RENOVABLES”, que en convenio con la Empresa Eléctrica Riobamba se lo está llevando a cabo desde hace mas de un año, la persona en mención fue llamada a formar parte de este proyecto como tesista, señalar que en este tiempo he acumulado experiencias en este ámbito gracias a la tutoría de los docentes a

cargo, razón por la cual propongo realizar el Estudio de Factibilidad para Generación Solar Fotovoltaica de 1 MW con conexión a la red de M.T. en la Espoch

1.2 Justificación

Las energías renovables se han convertido en el principal remedio del actual problema energético. Las crecientes necesidades de los países emergentes, asociados a la finitud de los combustibles fósiles, a las emisiones contaminantes y a sus riesgos inherentes, han hecho de la opción renovable un necesario casi definitivo.

Además en plena crisis económica global, y para una mayoría de países, suponen un sector estratégico clave para la relación económica nacional y una importante fuente de creación de empleo.

El presente proyecto pretende el estudio de la instalación de un sistema de aprovechamiento fotovoltaico de la radiación solar para generación de energía eléctrica conectado a la Red de Distribución de energía eléctrica en Media Tensión.

La demanda eléctrica de la provincia de Chimborazo es aproximadamente 55 MW. Siendo el Sistema Nacional de Transmisión quien suministra los restantes 40.8 MW, para satisfacer la demanda total de la provincia.

En la Provincia de Chimborazo hoy en día el potencial hidroeléctrico renovable es aproximadamente de 14.2 MW. Generados por: la Central Alao 10.4MW, Central Rio Blanco 3MW, y la Central Nizag 0.8 MW.

Durante los últimos años en el campo de la actividad fotovoltaica los sistemas de conexión a Red Eléctrica constituyen una aplicación en expansión. La extensión a gran escala de este tipo de aplicaciones, ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permite, por un lado, optimizar su diseño y funcionamiento y por otro,

evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental. Hay que destacar la gran fiabilidad y larga duración de los sistemas fotovoltaicos. Por otra parte, no requieren apenas de mantenimiento y presentan una gran simplicidad y facilidad de instalación.

En esta ocasión además se dispondrán los paneles sobre plataformas giratorias seguidoras del movimiento diario del sol, con lo cual se logra la optimización de la producción de energía eléctrica.

La instalación solar fotovoltaica de conexión a red responde a un sencillo esquema: el generador fotovoltaico, formado por una serie de módulos conectados entre sí que se encargan de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Sin embargo, esta energía que está en forma de corriente continua tiene que ser transformada por el inversor en corriente alterna para acoplarse a la red eléctrica.

Así pues, los módulos fotovoltaicos generan una corriente continua proporcional a la irradiación solar que incide sobre ellos. Esta corriente se conduce al inversor que, utilizando la tecnología de potencia, la convierte en corriente alterna a la misma frecuencia que la de la red eléctrica y de este modo queda disponible para cualquier usuario.

1.3 Objetivos

1.3.1 General

Realizar el estudio de factibilidad técnico-económica para la implementación de una planta fotovoltaica en la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, de una potencia nominal de 1MW que se interconectará a la red eléctrica.

1.3.2 Específicos

- Caracterización del recurso solar de la zona.
- Efectuar el estudio del impacto ambiental del sector en la cual se realizará el estudio.
- Realizar un estudio técnico detallado de las características, costos e instalación de paneles solares fotovoltaicos, y diagnosticar el sistema más viable.
- Realizar el dimensionamiento de la planta fotovoltaica para una potencia nominal de 1MW.

CAPÍTULO II

ANTECEDENTES

1.1 Energía Solar

El total de la energía en nuestro planeta viene del sol. La energía hidráulica, la eólica, la biomasa, las mareas, los combustibles fósiles, la geotérmica y otras más se derivan del sol.

El sol calienta el aire del planeta y hace que este ascienda, de esta manera se generan las corrientes de viento.

La energía solar directa es la energía del Sol sin transformar, que calienta e ilumina. Se necesitan sistemas de captación y de almacenamiento que aprovechan la radiación del Sol de varias maneras diferentes:

- Utilización directa: mediante la incorporación de acristalamientos y otros elementos arquitectónicos con elevada masa y capacidad de absorción de energía térmica, es la llamada energía solar térmica pasiva.
- Transformación en calor: es la llamada energía solar térmica, que consiste en el aprovechamiento de la radiación que proviene del Sol para calentar fluidos que

circulan por el interior de captadores solares térmicos. Este fluido se puede destinar para el agua caliente sanitaria (ACS), dar apoyo a la calefacción para atemperar piscinas, etc.

- Transformación en electricidad: es la llamada energía solar fotovoltaica que permite transformar en electricidad la radiación solar por medio de células fotovoltaicas integrantes de módulos solares. Esta electricidad se puede utilizar de manera directa, se puede almacenar en acumuladores para un uso posterior, e incluso se puede introducir en la red de distribución eléctrica. Es una de las energías renovables con mayores posibilidades.

Ventajas:

- Escaso impacto ambiental.
- No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente.
- Distribuida por todo el mundo.
- No tiene más costes una vez instalada que el mantenimiento el cual es sencillo.
- No hay dependencia de las compañías suministradoras.

Inconvenientes:

- Puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en caso de grandes instalaciones.
- Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los módulos solares en el entorno.
- Durante el presente año, el Sol arrojará sobre la tierra 4.000 veces más energía de la que se va a consumir.

1.2 Radiación Solar

El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 600°K . La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

El Sol es la estrella más cercana a la Tierra y está catalogada como una estrella enana amarilla. Sus regiones interiores son totalmente inaccesibles a la observación directa y es allí donde ocurren temperaturas de unos 20 millones de grados necesarios para producir las reacciones nucleares que producen su energía.

Es conveniente distinguir dos definiciones relativas a la energía recibida del Sol:

Irradiación.- Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo determinado. Se miden en Wh/m^2 . Un dato comúnmente utilizado en los estudios energéticos es el de la irradiancia solar a lo largo de un día, que tiene unidades de Wh/m^2 por día.

Irradiancia.- Es la potencia instantánea recibida, en W/m^2 . La irradiancia que se recibe sobre una superficie perpendicular a los rayos de Sol en el exterior de la atmósfera puede considerarse como constante e igual a $1.367 \text{ W}/\text{m}^2$. Debido a los movimientos de rotación y traslación de la Tierra, y debido a los efectos de difusión de la atmósfera, la irradiancia recibida en la superficie terrestre es menor y presenta unas variaciones temporales bien definidas (como la variación día-noche o verano-invierno) o difíciles de predecir (como la presencia de nubes).

Aunque existen numerosas ecuaciones relativas al movimiento del Sol con respecto a la Tierra, los ángulos de orientación e inclinación óptimos para cada momento, la radiación difusa, la radiación de albedo o reflejada, la inclinación de superficies, etc., a efectos.

1.2.1 Tipos de Radiación Solar

La diferencia entre los diferentes tipos de radiaciones está en cómo inciden los rayos solares en la tierra. Tenemos tres tipos:

Directa.- Es la que recibimos cuando los rayos solares no se difuminan o se desvían a su paso por la atmósfera terrestre.

Difusa.- Cuando la atmósfera terrestre difumina o desvía los rayos solares, la llamamos radiación difusa. Éste desvío de los rayos solares, se produce por el choque directo con ciertas moléculas y partículas contenidas en el aire, por este motivo, los rayos solares no tienen una dirección directa.

Albedo.- Los rayos solares no solamente pueden ser desviados por causas atmosféricas, también pueden sufrir una reflexión a causa de superficies planas. Por ejemplo, la reflexión que se produce en un terreno nevado, y la reflexión que sucede sobre el agua del mar. Tenemos que tener en cuenta un dato significativo, y es que las 2/3 partes del planeta es agua oceánica.

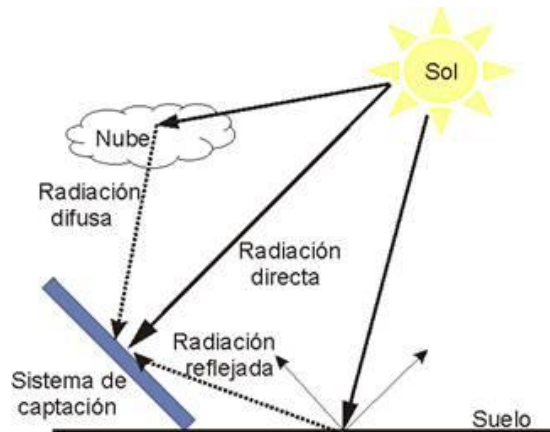


Figura II-1 Tipos de Radiación

Fuente:<http://www.monografias.com/trabajos61/sistema-hibrido-eolico-fotovoltaico/Image28031.jpg>

Radiación global.- Será la suma de las radiaciones directa y difusa.

Radiación total.- Será la suma de todas las radiaciones, directa, difusa y albedo.

Cuando estamos hablando de energía solar fotovoltaica, debemos tener presente que la radiación que realmente nos importa es la directa, es la que mayor potencial tiene.

También debemos tener en cuenta ciertos factores. En primer lugar, el factor climático es importante, en un día nublado, tendremos una radiación difusa; en cambio, si es soleado, la radiación recibida será directa. El segundo factor, es la inclinación de la superficie que recibe la radiación. Y, el tercer factor, es la presencia o ausencia de superficies reflectantes, las superficies claras son las que más reflejan la radiación solar, por este motivo, las casas se pintan de blanco.

Espectro de la radiación solar

La aplicación de la Ley de Planck al Sol con una temperatura superficial de unos 6000°K nos lleva a que el 99 % de la radiación emitida está entre las longitudes de onda $0,15\ \mu\text{m}$ (micrómetros o micras) y 4 micras. Como $1\ \text{angstrom } 1\ \text{Å} = 10^{-10}\ \text{m} = 10^{-4}\ \text{micras}$ resulta que el Sol emite en un rango de $1500\ \text{Å}$ hasta $40000\ \text{Å}$. La luz visible se extiende

desde 4000 Å a 7400 Å. La radiación ultravioleta u ondas cortas iría desde los 1500 Å a los 4000 Å y la radiación infrarroja u ondas largas desde las 0,74 micras a 4 micras.

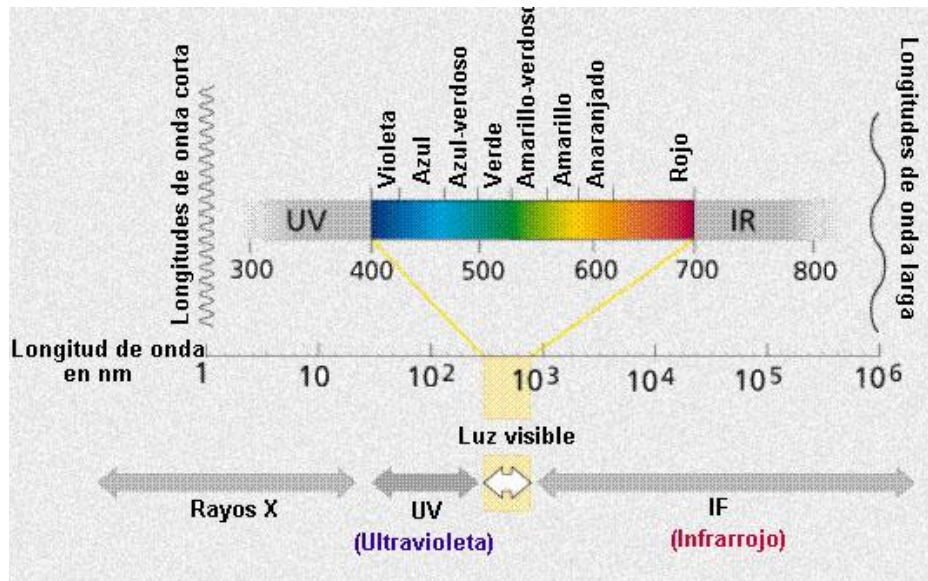


Figura II-2 Espectro de Radiación Solar

Fuente: http://www.oni.escuelas.edu.ar/2002/buenos_aires/radiacion/tipos.htm

Radiación ultravioleta

La radiación ultravioleta tiene la menor longitud de onda (360 nm), lleva mucha energía e interfiere con los enlaces moleculares. Especialmente las de menos de 300 nm que pueden alterar las moléculas de ADN, muy importantes para la vida. Estas ondas son absorbidas por la parte alta de la atmósfera, especialmente por la capa de ozono. Es importante protegerse de este tipo de radiación ya que por su acción sobre el ADN está asociada con el cáncer de piel.

Sólo las nubes tipo cúmulos de gran desarrollo vertical atenúan éstas radiaciones prácticamente a cero. El resto de las formaciones tales como cirrus, estratos y cúmulos de poco desarrollo vertical no las atenúan, por lo cual es importante la protección aún en días nublados. Es importante tener especial cuidado cuando se desarrollan nubes cúmulos, ya que éstas pueden llegar a actuar como espejos y difusores e incrementar las

intensidades de los rayos ultravioleta y por consiguiente el riesgo solar. Algunas nubes tenues pueden tener el efecto de lupa.

Luz visible

A radiación correspondiente a la zona visible cuya longitud de onda está entre 360 nm (violeta) y 760 nm (rojo), por la energía que lleva, tiene gran influencia en los seres vivos. La luz visible atraviesa con bastante eficacia la atmósfera limpia, pero cuando hay nubes o masas de polvo parte de ella es absorbida o reflejada.

Radiación infrarroja

La radiación infrarroja de más de 760 nm, es la que corresponde a longitudes de onda más largas y lleva poca energía asociada. Su efecto aumenta la agitación de las moléculas, provocando el aumento de la temperatura. El CO₂, el vapor de agua y las pequeñas gotas de agua que forman las nubes absorben con mucha intensidad las radiaciones infrarrojas.

La atmósfera se desempeña como un filtro ya que mediante sus diferentes capas distribuyen la energía solar para que a la superficie terrestre sólo llegue una pequeña parte de esa energía.

La parte externa de la atmósfera absorbe parte de las radiaciones reflejando el resto directamente al espacio exterior, mientras que otras pasarán a la Tierra y luego serán irradiadas. Esto produce el denominado balance térmico, cuyo resultado es el ciclo del equilibrio radiante.

Ello nos libra de la ultravioleta más peligrosa para la salud. La atmósfera es opaca a toda radiación infrarroja de longitud de onda superior a las 24 micras, ello no afecta a la radiación solar pero sí a la energía emitida por la Tierra que llega hasta las 40 micras y que es absorbida. A este efecto se lo conoce como efecto invernadero.

1.3 Movimientos del sol

El Sol dibuja trayectorias diferentes según la estación del año. En invierno sube poco y en verano mucho, lo que hace que las sombras sean diferentes en unas estaciones y en otras.

Para conocer el movimiento del Sol se utilizará un sistema de coordenadas con dos ángulos, que permite saber en cada momento donde se encuentra.

Altura solar: es el ángulo formado por la posición aparente del Sol en el cielo con la horizontal del lugar.

Azimut solar: es el ángulo horizontal formado por la posición del Sol y la dirección del verdadero sur.

1.4 Efecto Fotovoltaico

El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material (normalmente un 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 los electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los materiales semiconductores con 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. Este proceso se consigue con algunos materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones.

Cuando los electrones libres son capturados, se produce una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La materia está constituida por átomos, que tienen dos partes bien diferenciadas:

- Núcleo: carga eléctrica positiva.
- Electrones: carga eléctrica negativa.

Los electrones giran alrededor del núcleo en distintas bandas de energía y compensan la carga positiva de éste, formando un conjunto estable y eléctricamente neutro.

Los electrones de la última capa se llaman electrones de valencia, y se interrelacionan con otros similares formando una red cristalina.

Eléctricamente hablando, existen tres tipos de materiales:

- Conductores: Los electrones de valencia están poco ligados al núcleo y pueden moverse con facilidad dentro de la red cristalina con un pequeño agente externo.
- Semiconductores: Los electrones de valencia están más ligados al núcleo pero basta una pequeña cantidad de energía para que se comporten como conductores.
- Aislantes: Tienen una configuración muy estable, con los electrones de valencia muy ligados al núcleo; la energía necesaria para separarlos de éste es muy grande.

1.5 Energía solar fotovoltaica en el mundo

La Energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsada por la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presentan.

Este crecimiento se ha producido gracias a los mecanismos de fomento de algunos países, que, como España, han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

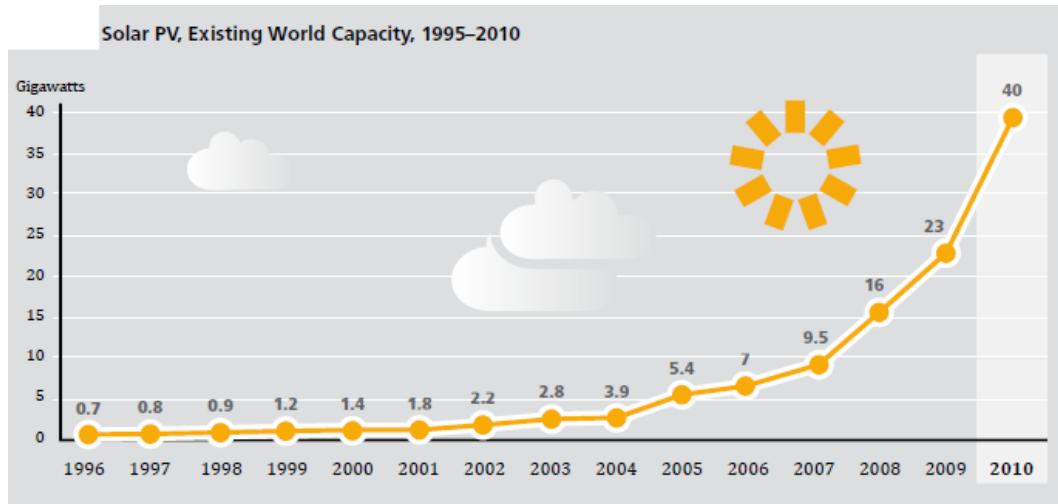


Figura II-3 Crecimiento energía solar fotovoltaica a nivel mundial

Fuente: <http://solucionessolares.blogspot.com/2011/07/el-estado-actual-de-la-energia.html>

A finales de 2010, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 40.000 MWp según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29.000 MWp, un 72%, se localiza en la Unión Europea. Para los próximos años se espera que el continuo crecimiento de la última década a nivel mundial se mantenga.

Las tres áreas de mayor interés en el mundo, según la potencia acumulada, son Europa (destacando Alemania y España, con más de un 52% del total mundial), Japón y EE.UU. Japón con cerca de 3.622 MW acumulados y EE.UU. con aproximadamente 2.727 MW representan el 9% y el 6,80% respectivamente de la potencia total. En el gráfico siguiente se representa el histórico de la potencia acumulada a nivel mundial en los últimos años, apreciándose claramente el crecimiento exponencial.

A corto plazo es previsible que esta distribución del mercado se mantenga, si bien hay países que empiezan a despuntar, lo cual hace suponer también que en el futuro el peso relativo de los países con más potencia no será tan preponderante como en la actualidad. Así países como Italia, que se convierte en el año 2009 en el segundo mercado mundial, con 711 MW instalados, y en el año 2010 se estiman unos 2.321 MW más. En Europa la República Checa que instaló en 2009 411 MW y en 2010 aproximadamente unos 1.490 MW, y Bélgica 210 MW en 2010. Japón y Estados Unidos siguen manteniéndose en sus posiciones con 990 MW y 980 MW instalados respectivamente.

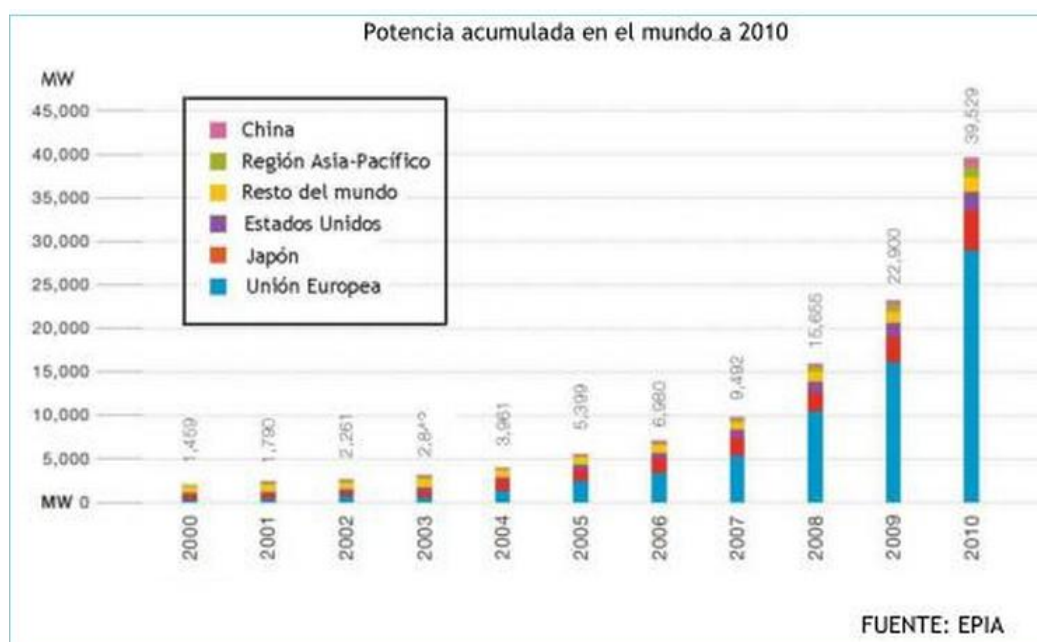


Figura II-4 Potencia acumulada en el mundo

Fuente: <http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=6209>

Los datos más relevantes de la industria solar fotovoltaica en el mundo son:

- Los países principales por potencia instalada en 2010, por orden, fueron:
 - Alemania (7.408 MW)
 - Italia (2.321 MW)
 - República Checa (1.490 MW)

- Japón (990 MW)
- EE.UU. (980 MW).
- La potencia mundial instalada en el año 2010 fue de 16.600 MW, lo que supuso un incremento del 72% de la potencia mundial acumulada con respecto al año 2009.
- El 79% de la potencia mundial instalada en 2010 fue en la Unión Europea, con más de 13.240 MW. Dentro de la Unión Europea el mercado alemán fue claramente el preponderante representando el 59% de todo el mercado europeo.
- Japón ha instalado 990 MW en 2010 llegando a una potencia total instalada de 3,6 GW.
- EE.UU. instaló en 2010 980 MW en 2010, alcanzando aproximadamente los 2,7 GW.
- Italia con una potencia total acumulada de 3,4 GW se convierte en el segundo mercado mundial en el año 2009 y 2010, habiendo instalado 711 MW y 2.321 MW respectivamente.

Aparecen nuevos actores como China con 520 MW acumulados y la India con 30 MW.

En 2010 se alcanzó una producción mundial de células fotovoltaicas de 27.213 MW.

Los primeros fabricantes de células fotovoltaicas en el mundo han sido: Suntech Power, JA Solar, First Solar, Trina Solar, Q-Cells, Yingli, Motech, Sharp, Gintech, Kyocera, entre otras.

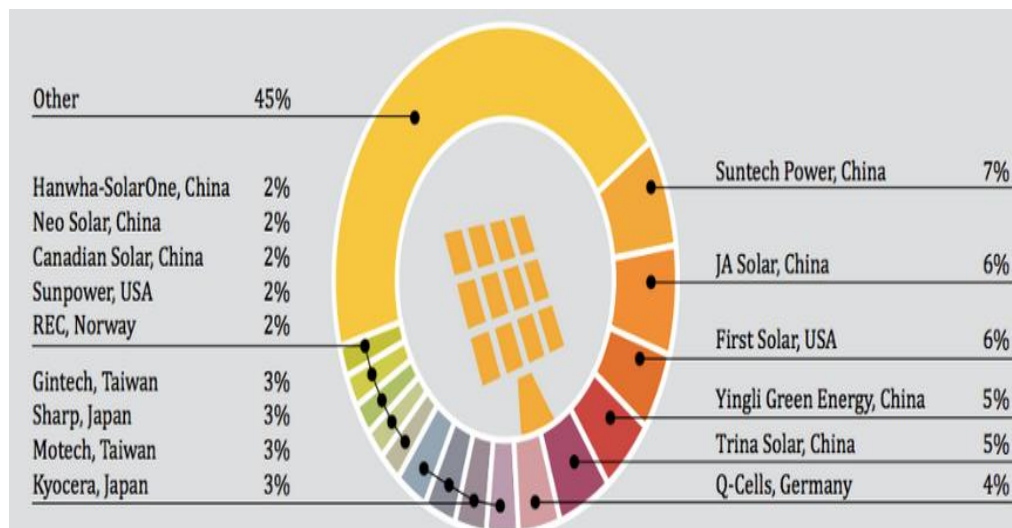


Figura II-5 Primeros fabricantes de células fotovoltaicas en el mundo

Fuente: <http://davidruyet.wordpress.com/2011/11/10/solyndra-o-cuando-lo-que-separa-exito-y-fracaso-es-tan-fino-como-una-celula-fotovoltaica/>

En el año 2010, aproximadamente el 87 % de las células se fabricaron con silicio, de las cuales con silicio monocristalino el 33,2 %, con policristalino el 52,9 %, y con amorfo el 5%; el 5,3 % con telururo de cadmio, el 1,2 % con cobre, selenio e indio (CIS), y el 2,4 % restante con otras tecnologías, según datos de la revista especializada Photon International.

1.6 Energía solar en el Ecuador

El potencial solar en el Ecuador está entre los más altos de toda Sudamérica. La ubicación geográfica del Ecuador, lo convierte en un país privilegiado en lo que a recurso solar se refiere. Esto se debe a que el ángulo de incidencia de la luz solar, es perpendicular a nuestra superficie durante todo el año, situación que no ocurre en otros sitios del planeta, en donde el ángulo de incidencia de la luz solar, varía acorde a las estaciones del año.

Esta ventaja posicional del Ecuador, se traduce en la recepción de una mayor y constante cantidad de radiación solar, misma que varía dentro del territorio nacional únicamente por condiciones climatológicas locales y que varían además de acuerdo a la cercanía o lejanía del Sol.

Sin embargo, no podemos olvidar a países como México y Brasil, con menos potencial solar tienen más instalaciones solares en sus edificios y viviendas.

Los países más cercanos al Ecuador apuestan por la energía solar, debido a que la radiación del sol en esos países es mucho mayor. El estado de California (EEUU), España, Italia, Grecia, países del norte de África, Emiratos Árabes Unidos, entre otros, se adentran en proyectos solares fotovoltaicos y termosolares.

La cantidad de energía que el sol vierte diariamente sobre la tierra es diez mil veces mayor que la que se consume al día en todo el planeta, según reporta la empresa española CENSOLAR.

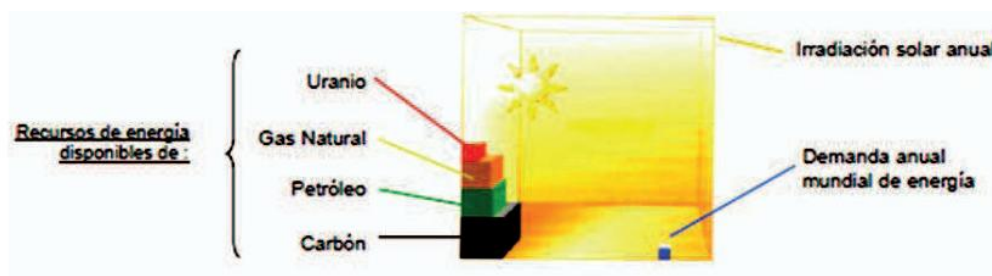


Figura II-6 Irradiación solar anual sobre la superficie terrestre, frente a los recursos de energía disponibles

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/69174319/ENERG-CDAS-RENOVABLES>

Ecuador está favorecido por su situación geográfica y climatológica para aprovechar este tipo de energía. En particular, en la región Interandina Ecuatoriana, la radiación media es del orden de los 1.600 kWh/m² al año.

La intensidad de radiación solar en el borde exterior de la atmosfera, si se considera que la tierra esta situada a distancia promedio del sol, se llama constante solar, y su valor medio es 1367 W/m^2 .

En el ecuador existen pocos proyectos solares que nos permitan aprovechar la radiación solar.

CAPÍTULO III

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.1 Introducción

En términos generales, se define como sistema fotovoltaico, el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos utilizados en el aprovechamiento de la energía solar disponible para transformarla en energía eléctrica.

Estos sistemas dependiendo de su configuración y de la potencia producida, se dividen en dos categorías:

- Sistemas aislados
- Sistemas de conexión a la red

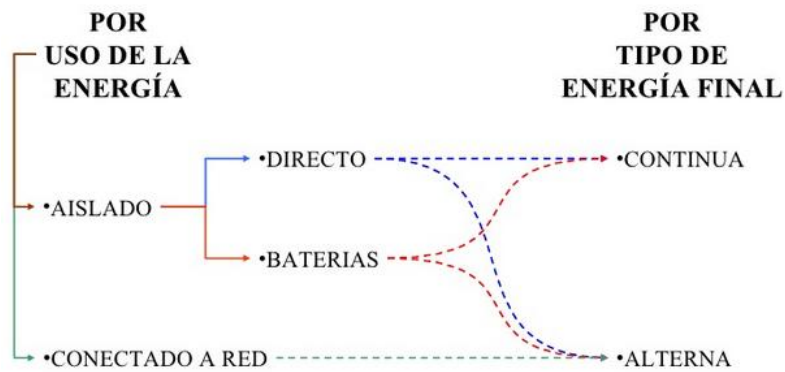


Figura III-1 Tipologías energía solar fotovoltaica

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/32601148/E-S-F-CONEXION-A-LA-RED>

3.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos

3.2.1 Sistemas fotovoltaicos de conexión aislada

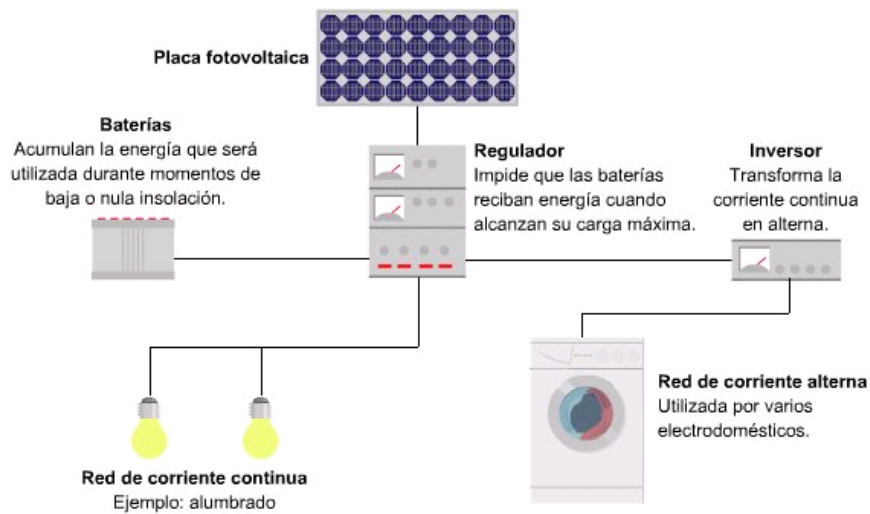


Figura III-2 Sistema fotovoltaico de conexión aislada

Fuente: http://www.solcaisur.es/web/Solar_Fotovoltaica.asp?sec_id=77&sse_id=64

Utilizados para proveer electricidad a sitios lejanos, que por su ubicación geográfica y dificultad de acceso no compensa pagar el coste de conexión de la red convencional. Los sistemas aislados al no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con baterías de acumulación para la energía producida. La acumulación es

necesaria, porque el sistema fotovoltaico depende de la insolación captada durante el día, y a menudo la demanda de energía por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y nocturnas.

Es necesario dimensionar la instalación de manera que durante el periodo de insolación permita la carga de la batería y a su vez sea capaz de alimentar las cargas conectadas al sistema.

En estos sistemas la energía producida por los módulos solares es almacenada en las baterías de acumulación a través de un sistema regulador de carga, los cuales están preparados para alimentar pequeños consumos de corriente directa. El inversor va conectado a las baterías y es el encargado de transformar la energía almacenada en los acumuladores en corriente alterna para alimentación de consumos.

Para conseguir un suministro de corriente absolutamente aprovechable puede incorporarse al sistema un grupo electrógeno de apoyo, garantizándole que en el caso de los acumuladores se queda sin energía, el sistema puede seguir suministrando.

Para conseguir un suministro de corriente absolutamente fiable, puede incorporarse al sistema un grupo electrógeno de apoyo, garantizándose que en el caso de que los acumuladores se queden sin energía, el sistema pueda seguir suministrando electricidad.

La aplicación de los sistemas fotovoltaicos de conexión aislada se orientan al suministro de energía para:

- Electrificación de viviendas y edificios.
- Alumbrado publico
- Aplicaciones agropecuarias
- Bombeo y tratamiento de agua
- Señalización de carreteras u obras

- Sistemas de medición o telecontrol aislados
- Aplicaciones mixtas con otras renovables

3.2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

A diferencia de los sistemas aislados, este tipo de sistemas no tienen baterías de acumulación para la energía producida por el sistema, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada hasta la red eléctrica y la carga es alimentada directamente por la red. Una instalación de este tipo resulta más estable desde el punto de vista de continuidad energética, que una instalación no conectada a la red, que en caso de avería y de no disponer de un grupo eléctrico de apoyo, no tendría posibilidad de alimentación.

En los sistemas de conexión a la red, es necesario cumplir los requisitos técnicos demandados por la compañía eléctrica a la cual está conectado nuestro sistema. De igual manera se incluirá dentro de nuestro sistema fotovoltaico, un conjunto de medición para contabilizar la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

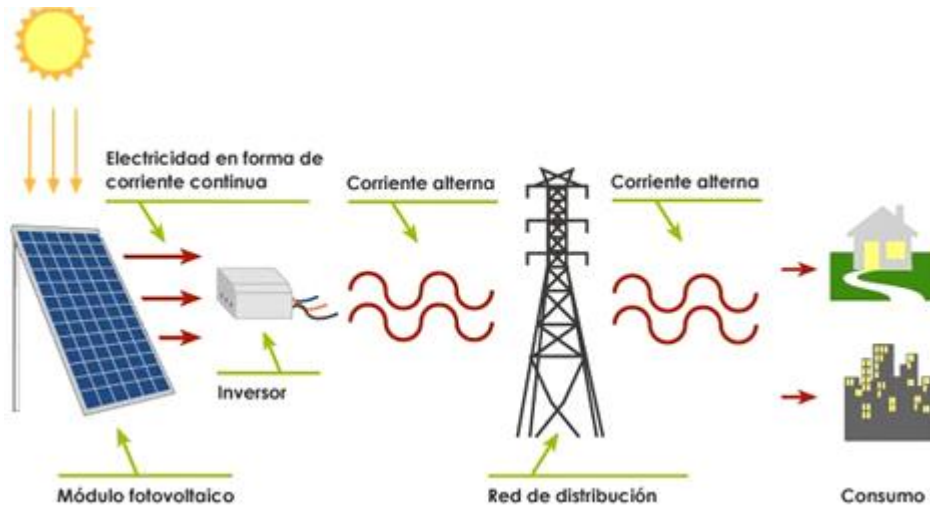


Figura III-3 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Fuente: http://www.solcaisur.es/web/Solar_Fotovoltaica.asp?sec_id=77&sse_id=64

Como principio general se ha de asegurar un aislamiento eléctrico mínimo de clase I en lo referente a módulos, inversores como al resto de materiales de la instalación (cajas, armarios conexiones, cableado, exceptuando el de DC que será de doble aislamiento).

- La instalación de conexión a red incorporara todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- El funcionamiento de la instalación no deberá provocar en la red a la cual se conecte, averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, ni alteraciones superiores a las permitidas por la normativa vigente
- El funcionamiento de la instalación no podrá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal.
- El funcionamiento de la instalación no podrá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento, ni exportación al a red de distribución.
- Los materiales situados a la intemperie se protegerán contra agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad.

- La instalación deberá incluir todos los elementos de seguridad, protección de personas y de toda la instalación fotovoltaica, para asegura la protección frente a contactos directos e indirectos, corto circuitos, sobrecargas, así como todos los elementos de protección que establezca la legislación vigente.

3.2.2.1 El papel del inversor en sistemas de a la conexión a la red

A diferencia de los sistemas aislados, que bien podrían funcionar sin inversor dentro de su conjunto, en los sistemas de conexión a red el inversor es el componente más importante de la instalación, ya que maximiza la producción y optimiza las características técnicas de corriente la inyectada a la red.

Los inversores de conexión a la red, están equipados con un dispositivo electrónico (SPMP) que permite extraer la máxima potencia del generador fotovoltaico, adaptando las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

3.3 Componentes de sistemas fotovoltaicos de conexión a la red



Figura III-4 Componentes de una instalación conectada a la red

Fuente: http://agriculturablogger.blogspot.com/2006_12_31_archive.html

3.3.1 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico es, junto con el inversor, el elemento más importante de toda la instalación fotovoltaica, ya que es el encargado de la transformación de la radiación solar en energía eléctrica.

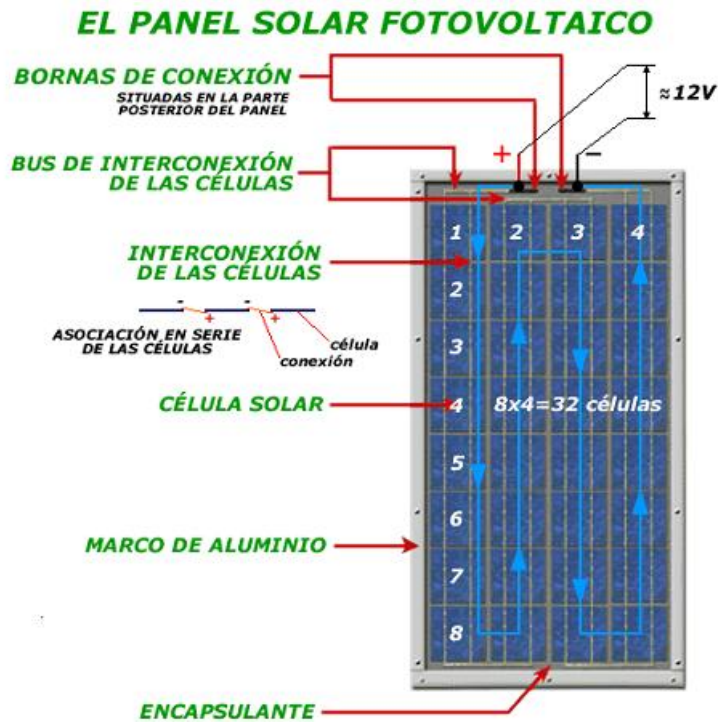


Figura III-5 Estructura de un panel fotovoltaico

Fuente:

http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm

Un panel solar está constituido por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles fotovoltaicos se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del

conjunto frene a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

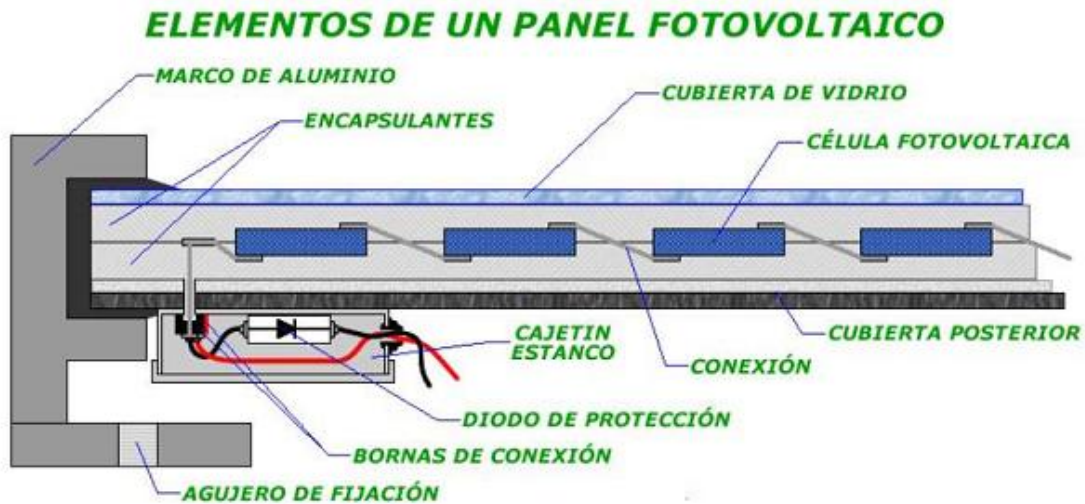


Figura III-6 Elementos de un Panel Fotovoltaico

Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm

Estos elementos son:

- Cubierta exterior de cara al sol: es de vidrio que debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- Encapsulante: de silicona o más frecuentemente EVA (etil-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- Protección posterior: igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.

- Marco metálico: que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el modulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
- Cableado y bornes de conexión: habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas.
- Diodo de protección: su misión es proteger contra sobre-cargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel.

3.3.1.1 Comportamiento del panel fotovoltaico

Se debe conocer ciertos parámetros para determinar cómo afectan éstos a los paneles fotovoltaicos:

- La intensidad aumenta con la radiación permaneciendo más o menos constante el voltaje, los valores de la radiación cambian a lo largo de todo el día en función del ángulo del sol con el horizonte, este valor de radiación que cambia con el día afecta proporcionalmente a los amperios generados por el panel solar.
- La exposición al sol de las células provoca su calentamiento, lo cual conlleva cambios en la producción de electricidad. Una radiación de 1000 W/m^2 es capaz de calentar una célula unos 30°C por encima de la temperatura del aire circundante. A medida que aumenta la temperatura, la tensión generada es menor, por lo que es recomendable montar los paneles de tal manera que estén bien aireados y, en el caso de que sea usual alcanzar altas temperaturas, plantearse la posibilidad de instalar paneles con un mayor número de células.

Éste factor condiciona enormemente el diseño de los sistemas de concentración, ya que las temperaturas que se alcanzan son muy elevadas, por lo que las células, deben estar diseñadas para trabajar en ese rango de temperatura o bien, contar con sistemas adecuados para la disipación de calor.

- El número de células por modulo afecta principalmente al voltaje, puesto que cada una de ellas produce 0.4V. La V_{OC} del módulo aumenta en esa proporción. Un panel solar fotovoltaico se diseña para trabajar a una tensión nominal V_{OC} , procurando que los valores de V_{Pmax} en las condiciones de iluminación y temperatura más frecuentes coincidan con V_{pn} .

Los parámetros bajo los que operan los paneles fotovoltaicos, para una determinada localización, hacen que la característica de voltaje DC de salida varíe dentro de un margen considerable a lo largo de todo el año. La radiación y la temperatura ambiente experimentan además otro tipo de variación debidos a factores diurnos y estacionarios. Los paneles solares tienen entre 28 y 40 células, aunque lo más típico es que cuenten con 36 células.



Figura III-7 Paneles Solares con exposición solar

Fuente: <http://www.metalesextruidos.com/es/noticias/detalle/0ReoRpkUf0kbK3qOCp/>

Los paneles solares se pueden conectar:

- En serie: por ejemplo si tenemos un módulo de 12 V y 1,5 A y lo conectamos en serie con otro módulo de las mismas características tendremos un conjunto de 2 módulos de 24 V y 1,5 A (se suman los voltajes y se mantienen las intensidades).
- En paralelo: si tenemos los dos módulos del ejemplo anterior y los conectamos en paralelo, tendremos un conjunto de 12 V y 3 A (se mantienen los voltajes y se suman las intensidades).

Los paneles se deben instalar en zonas sin sombras (siempre que sea posible). Tampoco se deben hacer sombra entre ellos. Se deben mantener siempre limpios de hojas, ramas, polvo, suciedad, etc. Su fijación debe ser firme, ya que tienen que permanecer fijos en el sitio más de 25 años (su vida útil).

El rendimiento de un panel está especificado conforme a normas (principalmente la IEC 61215). Las condiciones de ensayo son para una potencia luminosa de 1 KW/m^2 , y una temperatura de la célula de 25°C . Se requiere una ventilación adecuada en la parte trasera de los módulos.

A la hora de determinar el emplazamiento de los módulos, la exposición al viento u otras corrientes de refrigeración es una consideración importante.

Los especialistas en el campo de la energía fotovoltaica no expresan la potencia instalada de un sistema en vatios (W), sino en vatios-pico (Wp).

3.3.1.2 Tipos de Paneles Solares

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales semiconductores y los métodos de fabricación que se empleen. Los tipos de paneles solares que se pueden encontrar en el mercado son:



- Silicio Puro monocristalino: Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.
- Silicio puro policristalino- Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.

Por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada. Así pues, los tipos de paneles de lámina delgada son:

- Silicio amorfo. (TFS) Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.

- Teluro de cadmio, Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%.
- Arseniuro de Galio. Uno de los materiales más eficientes presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%
- Diseleniuro de cobre en indio. Con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%

Tabla 1 Configuraciones de cristales de silicio

Células			
Silicio	Monocrystalino	Policristalino	Amorfo
Rendimiento Laboratorio	24%	19-20%	16%
Rendimiento Directo	15-18%	12-14%	<10%
Características	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre si (Czochralski)	La superficie esta estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Tienen un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.
Fabricación	Se obtiene el silicio puro fundido y dopado con borro	Igual que lee del monocrystalino, pero se disminuye el numero de fases de cristalización.	Tienen la ventaja de depositarse en forma de lamina delgada y sobre un sustrato como el vidrio o plástico

Fuente: Fernanda Núñez

3.3.1.3 Características eléctricas

Para la realización de los cálculos se deben tener en cuenta las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos. Para ello hay que consultar la denominada curva V-I, ya que representa la relación entre la tensión y la corriente entregada del panel a partir de

unos valores de irradiación o, en su defecto, se indicarán ciertos parámetros que sirven para definirla:

- Intensidad de cortocircuito: denominado como I_{sc} , es la máxima intensidad que se puede obtener en un panel fotovoltaico (tensión de salida 0V).
- Tensión en circuito abierto: denominado como V_{oc} , es el valor máximo de voltaje que se mediría en un panel o módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo (intensidad de 0 amperios).
- Tensión nominal: denominado como V_n , es el valor de diseño al que trabaja el modulo.
- Potencia máxima: denominada como P_m , también conocida como potencia pico del panel. Es el valor máximo de potencia que se puede obtener del panel, se obtiene del producto de la tensión y la corriente de salida del panel.
- Tensión máxima: denominada como V_{mp} , es el valor de tensión para la potencia de pico, suele ser el 80% de la de vacío.
- Corriente máxima: denominada como I_{mp} , es el valor de corriente para potencia máxima.

Los valores eléctricos se obtienen en las condiciones estándares de medida que corresponden con una irradiancia de 1000 W/m^2 , espectro de 1,5 M.A. y una temperatura de la célula de 25°C . Ahora bien, las condiciones de trabajo reales de los módulos una vez instalados pueden ser muy diferentes a las del laboratorio, por lo que conviene conocer las variaciones que pueden producirse, a fin de efectuar las pertinentes correcciones en los cálculos.

Por otra parte, mientras la corriente generada por un módulo fotovoltaico es proporcional a la intensidad de la radiación solar, la tensión varía con la temperatura de las células. En las figuras siguientes se representa ambos efectos.

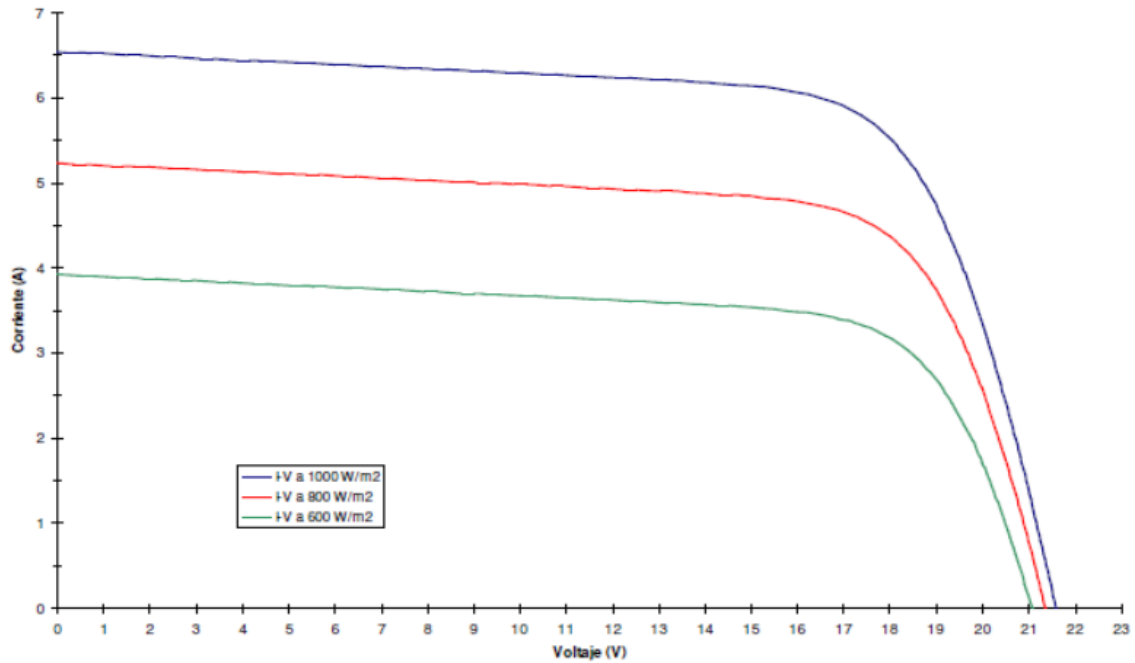


Figura III-8 Relación V-I en función a la intensidad de la radiación solar

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos82/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones2.shtml>

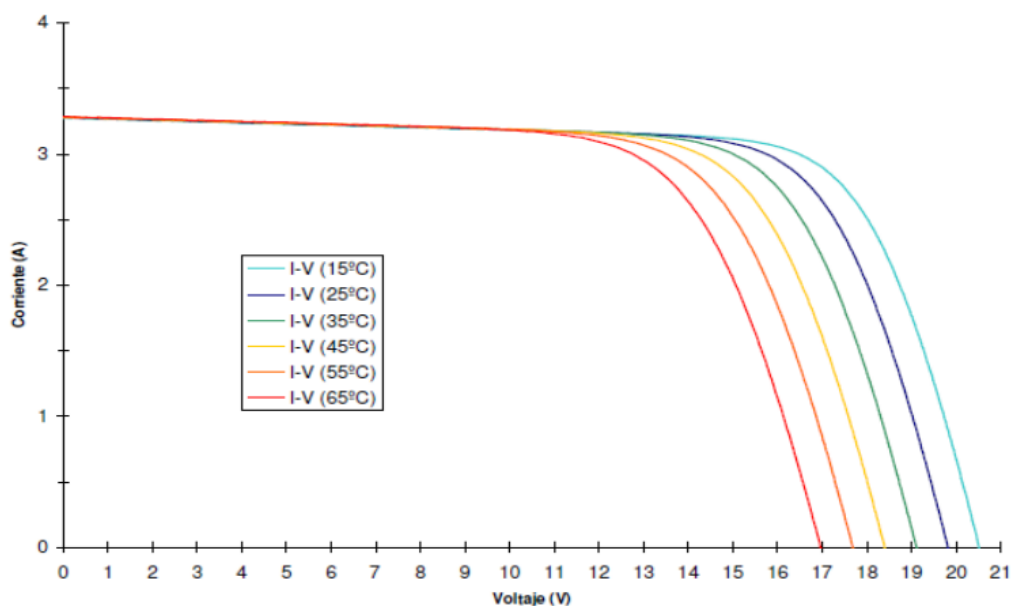


Figura III-9 Relación V-I en función de la Temperatura

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos82/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones2.shtml>

Hay que tener en cuenta que la temperatura de la célula a que nos hemos estado refiriendo no coincide con la temperatura ambiente debido a que la célula, se calienta al incidir la luz del sol.

El incremento de temperatura de la célula respecto a la temperatura del aire depende de las características de la misma y de las de construcción del propio módulo.

En función de la radiación incidente, la temperatura y la carga que esté alimentando, un módulo fotovoltaico podrá trabajar a distintos valores de corriente y tensión.

En la Figura III-10 se representa esquemáticamente una curva característica I-V de un módulo fotovoltaico junto con la curva de la potencia generada y dos puntos de trabajo diferentes, A y B.

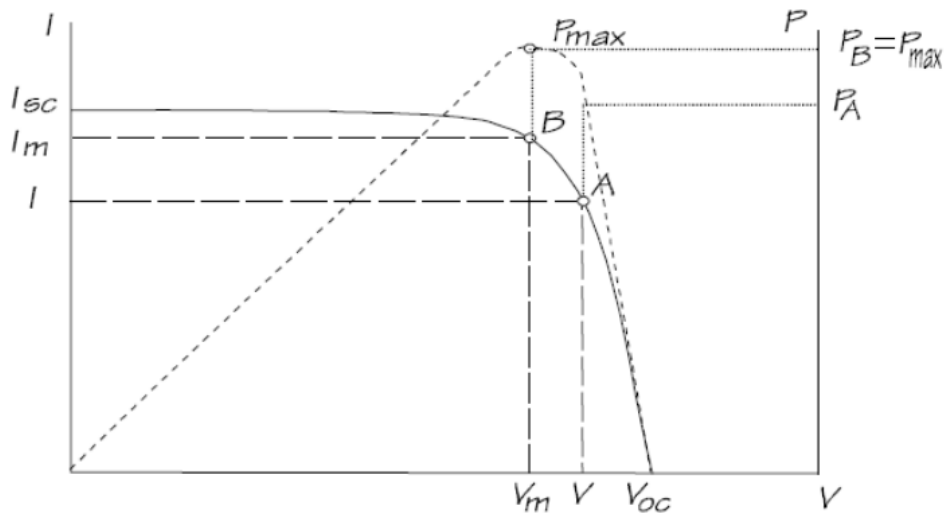


Figura III-10 Relación V-I en condiciones estándar de medida

Fuente:<http://www.monografias.com/trabajos82/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones2.shtml>

Se puede observar que cuanto más cerca hagamos trabajar al módulo fotovoltaico de la tensión de máxima potencia, mayor será la potencia que obtendremos de él.

En resumen, en función de la radiación solar, la temperatura de las células (que dependerá a su vez de la temperatura ambiente, humedad, velocidad del viento, etc.) y de los equipos a los que esté conectado, el módulo fotovoltaico generará una determinada corriente a una determinada tensión de trabajo, cuyo producto marcará la potencia generada por el módulo.

3.3.1.4 HPS(Paneles Solares Fotovoltaicos)

Para poder diseñar un sistema fotovoltaico, debemos saber con cuánta energía solar contamos en el lugar donde lo vamos a instalar. En la mayor parte de los lugares del mundo se conoce cuánta energía solar promedio está disponible.

Este promedio se mide en Horas de sol perfecto o HSP (PSH en inglés).

Una hora perfecta de sol representa una hora de sol luminoso, sin nubes. Por lo tanto, si una región tiene un HSP de 4, significa que se puede contar con un promedio de 4 horas de sol radiante, sin nubes, por día.

Una hora perfecta de sol equivale a una radiación de 1000 w (vatios) por m² durante una hora.

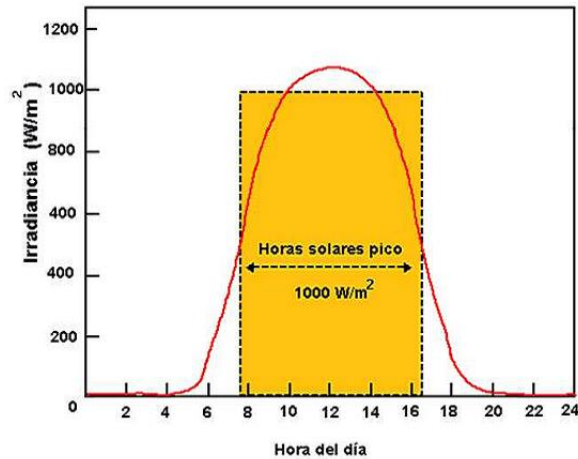


Figura III-11 Diagrama HPS (horas de pico solar)

Fuente: http://solar.nmsu.edu/wp_guide/energia.html

3.3.2 Inversor

El inversor es el segundo componente más importante, después del generador, que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica, ya que de él dependerá la potencia de salida total de la instalación, y por tanto de la cantidad de energía que la instalación es capaz de verter a la red.

Los inversores para conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica son dispositivos electrónicos de potencia, que se conectan directamente a un generador FV(en su parte DC) y la red eléctrica (en su parte AC), utilizados básicamente para transformar la energía DC producida por el campo FV e inyectarla a la red. Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador FV deben seguir el punto de

máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento, generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y red).

El inversor también ha de operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red.

Otro de los aspectos importantes es la prevención del fenómeno de funcionamiento en modo isla. Por temas de seguridad, se trata de evitar que si la compañía eléctrica desconecta un tramo local de la red eléctrica donde esta operando un inversor fotovoltaico, éste se desconecte automáticamente antes de un número determinado de ciclos de red. El inversor ha de tener también la capacidad de reconectarse automáticamente, una vez que las causas que hayan provocado su desconexión hayan desaparecido.

En cuanto a configuraciones del sistema se pueden clasificar en:

- Inversores centrales: son utilizados para grandes instalaciones (20 a 400kW), en el que la conversión DC/AC está centralizada en un solo inversor.
- Inversores 'string': están basados en un concepto modular en el que varias ramas de un generador FV se conectan a inversores en el rango de potencias de 1 a 3kW.
- Módulos AC: combinación integrada de un módulo FV y un inversor.

En el mercado de conexión a red los que finalmente más se usan son los 'string' y los centrales, cada uno con sus ventajas e inconvenientes. Así, los 'string' tienen la ventaja de un menor cableado, y por tanto pérdidas en CC, mientras que los centrales destacan por su sencillez y mayor rendimiento. Éstos últimos son los que se suelen usar para

centrales FV de potencia (>100kWp), mientras que los 'string' se usan más para sistemas integrados en edificios.

Los inversores, a su vez cuentan con el grado de protección IP, que permite o no su instalación directa en el exterior. El tiempo medio hasta fallo del inversor teóricamente es en torno a 50 años, pero en la práctica su vida media llega a ser unos 10 años, que supone un corto periodo de tiempo si los comparamos con los 25 años de los módulos.

Por tanto, los inversores conectados a red dispondrán de un control de la tensión de la red, de la onda de salida, del sincronismo entre la señal generada con la de la red eléctrica y dispositivos de protección. Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en corriente alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores o similares
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red.

Los inversores dispondrán de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporarán los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Un inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna.

3.3.3 Estructuras y soporte

El diseño de la estructura deberá tener en cuenta la orientación y el ángulo de inclinación específico para cada generador, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje para la posible sustitución de cualquier elemento. Por ello en su diseño deberemos garantizar que los módulos estén ubicados de cara a maximizar la producción de energía eléctrica a lo largo de todo el año en lo que se refiere a la orientación, inclinación y ausencia de sombras.

- **Estructuras fijas**

Los paneles fotovoltaicos se deben situar de tal forma que a lo largo del período de utilización el equipo solar aproveche día a día el máximo posible de la radiación incidente. Por ello, preferentemente se orientarán hacia el Sur geográfico y no hacia el Sur magnético (definido mediante una brújula). Una manera práctica de encontrar el sur geográfico es colocar una varilla vertical y seguir la dirección de su sombra a las doce horas o mediodía solar.

Además de la orientación, el ángulo de inclinación que forman los paneles fotovoltaicos con el plano horizontal es un factor importante en la eficacia del equipo solar. Los Paneles Fotovoltaicos deberían inclinarse de modo que los rayos del sol incidan perpendicularmente en su superficie al mediodía solar. El ángulo de inclinación de los Paneles Fotovoltaicos dependerá de las estaciones del año.

Durante el año, las estaciones cambian dependiendo de la cantidad de radiación solar que llega a la Tierra mientras gira alrededor del Sol. Las estaciones ocurren a medida que la Tierra, que tiene una inclinación sobre su eje, da una vuelta alrededor del Sol cada año. Es verano en el hemisferio que está inclinado hacia el Sol e invierno en el

hemisferio que está inclinado lejos del Sol. A medida que la Tierra viaja alrededor del Sol, el hemisferio que está inclinado cerca o lejos del Sol cambia.

El hemisferio que está inclinado hacia el Sol es más caliente porque la luz solar viaja más directamente hacia la superficie de la Tierra y menor cantidad de luz se esparce por la atmósfera.

En general, durante verano e invierno, las temperaturas bajan a medida que nos alejamos del ecuador. En el ecuador no hay estaciones porque todos los días los rayos del Sol arriban, aproximadamente en el mismo ángulo. Todos los días del año, el ecuador recibe unas 12 horas de luz solar. Los polos se mantienen fríos porque nunca están inclinados en dirección a la trayectoria de los rayos del Sol. La luz debe viajar a través de tanta atmósfera que gran parte se esparce antes de llegar a la superficie de la Tierra. A mediados del invierno, cuando un polo está inclinado lejos del Sol, no hay luz diurna en el polo. El Sol nunca sale. Sin embargo, durante el verano, un polo recibe luz solar todo el tiempo y no hay noche

Debido a que el ángulo con que se recibe la radiación solar cambia con las estaciones del año, una buena práctica para la inclinación de los paneles fotovoltaicos en el hemisferio norte es:

Utilización a lo largo de todo el año, el ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica del lugar donde se instalen.

Inclinación preferentemente durante el Invierno: ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica + 10°, la fecha de cambio de la inclinación es 22 o 23 Septiembre (Equinoccio de otoño).

Uso preferente durante el período de verano: ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica – 10°, la fecha de cambio de la inclinación es 20 o 21 Marzo (Equinoccio de primavera).

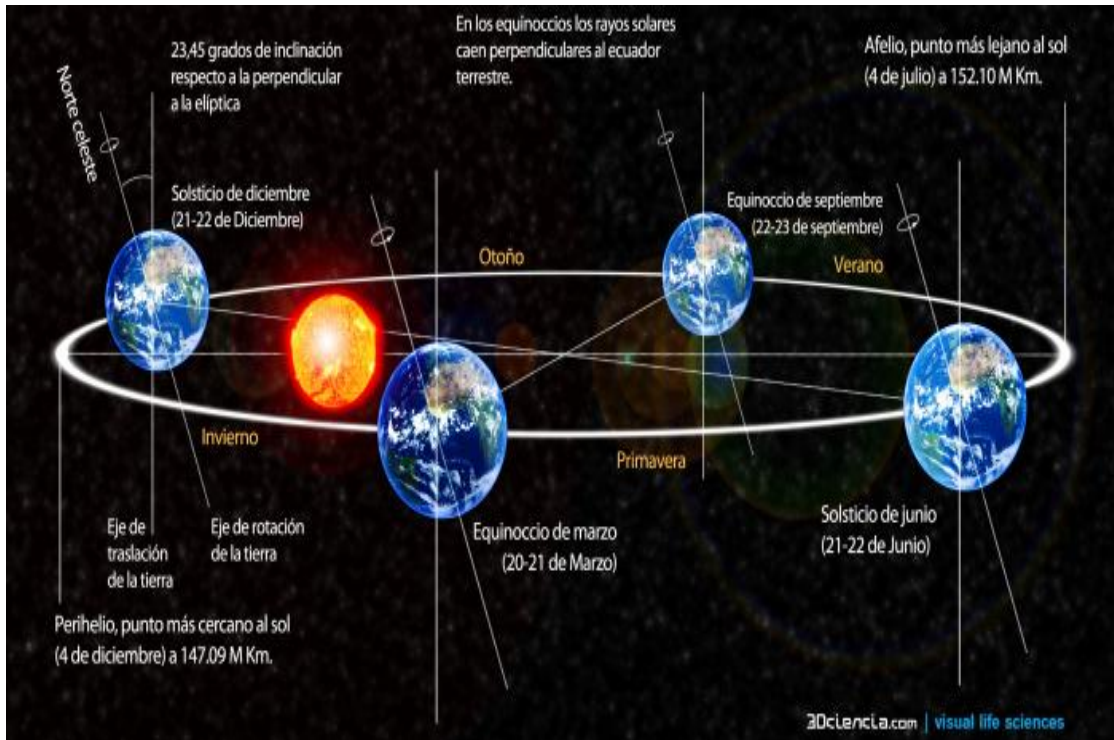


Figura III-12 Ciclos del sol

Fuente: <http://flagellum.wordpress.com/2012/12/27/feliz-ano-nuevo-comenzamos-vuelta/earth-tierra-estaciones-inclinacion-rotacion-traslacion-equinoccio-solsticio-afelio-perihelio/>

Como se ilustra en la Figura III-12, la altura aparente del sol en el cielo esta variando cíclicamente en el año, alcanzando su mínima altura En el solsticio de invierno y su máxima altura en el solsticio de verano.

- **Estructuras con seguimiento solar**

Las estructuras móviles se sitúan en la posición óptima para que la radiación solar recibida por el generador fotovoltaico, sea máxima a lo largo del día.

3.3.3.1 Normativa y requisitos de las estructuras de soporte

Deberá ser capaz de resistir con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve; la estructura deberá estar protegida superficialmente contra la acción de agentes ambientales.

En lo que se refiere al diseño, la construcción de la estructura y del sistema de fijación de los módulos, deberemos asegurar que el conjunto soporte es capaz de aguantar dilataciones térmicas necesarias, sin que transmitan cargas que afecten la integridad de los módulos.

Para la sujeción de los módulos deberemos tener en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de manera que no produzcan flexiones superiores a las permitidas para el diseño específico del módulo.

Se dispondrán las estructuras soportes necesarias para montar los módulos sobre las superficies planas, como integrados sobre tejado, para minimizar el efecto de sombreado.

Si esta construida con perfiles de acero laminado en frío, para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

3.3.4 Cableado en una instalación fotovoltaica de conexión a red

En el diseño se tendrá en cuenta que el cableado deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos sobre los elementos de la instalación, ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado.

Los conductores de la parte de DC deberán tener suficiente sección, tal que la caída de tensión sea inferior de 1.5 % y los cables de la parte de AC sección suficiente para que la caída de tensión sea 0.5 %.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán por separado, protegiéndolo de acuerdo a la normativa vigente.

3.3.5 Centros de transformación

3.3.5.1 Transformadores BT/MT

El elemento principal del Centro de Transformación es el transformador, o en algunos casos, autotransformador. Un centro de transformación puede tener uno o más transformadores, no existiendo limitación en la potencia total del centro.

Generalmente, cada transformador alimenta a un conjunto de líneas, siendo raros los casos en los que las máquinas trabajan en paralelo.

3.3.5.2 Protecciones

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente, y deberá acreditarse mediante la descripción técnica de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos en la instalación, entre los cuales se incluyen:

- Interruptor general magnetotérmico, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión; este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con el objeto de poder realizar su desconexión manual.

- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en caso de derivación en la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de interconexión, para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica, junto a un relé de enclavamiento, en caso de pérdidas de tensión o frecuencia en la red.

En conexiones de red trifásica, las protecciones para interconexión de máxima y mínima frecuencia, y máxima y mínima tensión, que se instalarán para cada fase.

El rearme del sistema de conmutación, para que la conexión a la red sea automática, una vez establecidas las condiciones idóneas de la red.

CAPÍTULO IV

DATOS DE LA INSTALACIÓN

4.1 Descripción del emplazamiento

La ubicación geográfica del emplazamiento de la futura instalación de este proyecto esta situada en la provincia de Chimborazo, Cantón Riobamba en el sector de la Espoch.

Las áreas desérticas (secos y claros), reciben mayor irradiación que las áreas tropicales donde la humedad es mucho mayor. Aún más hay fluctuaciones debido a la rotación de la tierra alrededor de su propio eje (fluctuación diaria) y alrededor del sol (fluctuación estacionaria).



Figura IV-1 Mapa de localización Zona de la instalación

Fuente: <http://www.zonu.com/images/0X0/2011-11-13-14903/Mapa-de-Riobamba.jpg>

Dentro del Ecuador, existen lugares muy convenientes para la localización de paneles fotovoltaicos, especialmente en el sur de la provincia de Loja, el noreste de la provincia del Azuay, las zonas de altiplano al sur de Riobamba y las circundantes al nevado Chimborazo, el callejón interandino central y norte desde Ambato hasta el valle del Chota, la zona costera de la provincia de Esmeraldas, gran parte del Oriente ecuatoriano, en especial la zona ubicada entre Lago Agrio y la Joya de los Sachas, entre otros. Lamentablemente, gran parte de la región Costa, ubicada entre el sureste de Esmeraldas y El Oro, no es idónea para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Las condiciones climáticas y de vegetación hacen que en esta zona exista nubosidad la mayor parte del tiempo, reduciendo en gran forma la captación de radiación solar directa, tal como se puede observar en los mapas.



Figura IV-2 Mapa de Sitios potenciales del Ecuador

Fuente: www.enerpro.com.ec/descargas:energiasrenovabales.pps

Este emplazamiento es óptimo para instalaciones fotovoltaicas fundamentalmente por la radiación que llega a este sector, Ecuador y principalmente Riobamba se encuentra en una zona privilegiada de radiación solar.

Las coordenadas geográficas de la futura instalación en la Espoch son:

Latitud: 1° 39' 40" S

Longitud: 78° 40' 38.937" W

Altitud: 2848.5 m

Con la finalidad de garantizar un buen análisis de energía solar disponible, por tanto el dimensionamiento óptimo del sistema fotovoltaico, es necesario conocer datos de heliofanía y temperatura promedio.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestran los datos de la heliofanía existente en Riobamba, en el año 2009:

Tabla IV-I Heliofanía de Riobamba (horas sol / día)

Año 2009	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
Horas sol/día	3,9	3,4	5,4	4,8	6,2	5,1	5,9	3,9	6,7	5,7	6,6	6,4	5,33

Fuente: Estación meteorológica de la ESPOCH

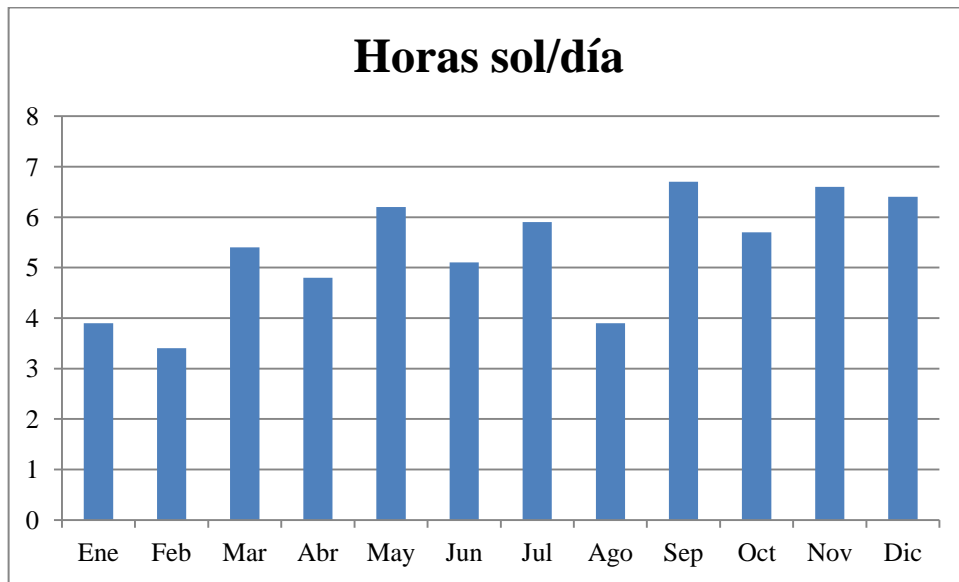


Figura IV-3 Heliofanía de Riobamba

Fuente: Estación meteorológica de la ESPOCH

Luego del respectivo análisis se ha encontrado que la heliofanía promedio en la ciudad de Riobamba es de 5.33 horas sol/día en el año 2009, pero para dar un factor de seguridad que nos de confiabilidad para el sistema se ha tomado el valor mínimo que corresponde a 3.5 horas sol/día.

Los datos de Temperatura Ambiental (°C) de la ciudad de Riobamba, esto con el fin de determinar la eficiencia por temperatura aproximada de los paneles fotovoltaicos a utilizar.

Los valores de temperatura fueron medidos con los equipos pertenecientes a la estación meteorológica.

Los valores encontrados de temperatura ambiental en la ciudad de Riobamba y facilitados por la estación meteorológica se detallan a continuación en la Tabla IV-II :

Tabla IV-II Temperatura ambiente promedio en Riobamba (°C)

Año 2009	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
T°C	14,75	13,75	15,6	15,05	14,55	14,25	14,5	14,15	14	15,9	15,35	16,4	14,82

Fuente: Estación meteorológica de la ESPOCH

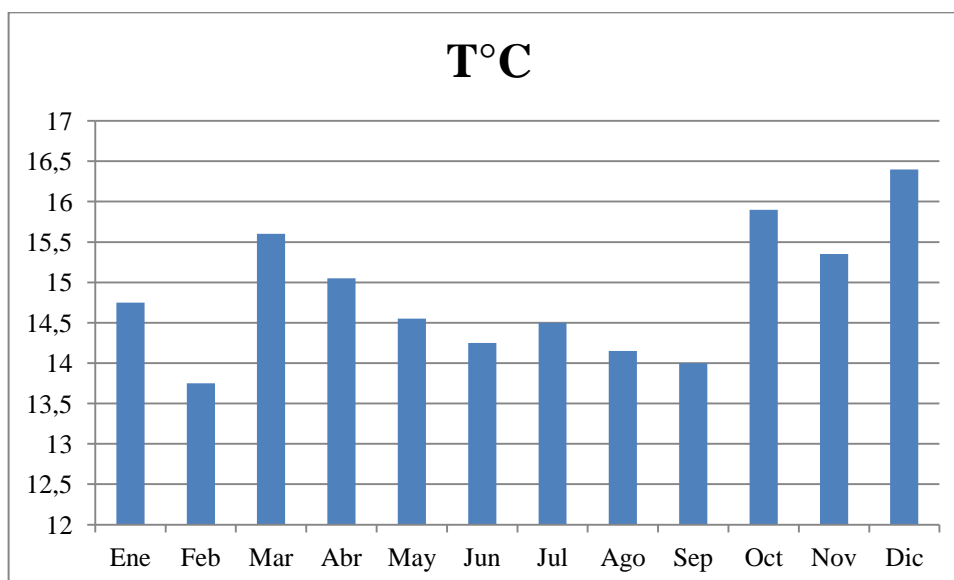


Figura IV-4 Temperatura ambiente promedio en Riobamba (°C)

Fuente: Estación meteorológica de la ESPOCH

El valor promedio encontrado de Temperatura Ambiente para la ciudad de Riobamba es de 14.82 °C

Ahora, es necesario conocer la radiación solar diaria (H), medida en kWh/m²/día para cada mes del año en función de la localización geográfica e inclinación de los paneles y en base a datos estadísticos históricos de la zona.

Un concepto importante necesario para realizar el dimensionamiento de la cantidad de paneles necesarios en la instalación es el número de horas pico solares, HPS, que se refiere al número de horas diarias de luz solar equivalentes referidas a una irradiancia constante $I=1 \text{ kWh/m}^2$ a la cual se mide siempre la potencia de los paneles.

Este es un método para estandarizar la curva diaria de irradiancia solar, tal como se muestra a continuación en la Figura IV-5 el área del rectángulo, definida a partir de las horas pico solar, es igual al área bajo la curva horaria de irradiancia real.

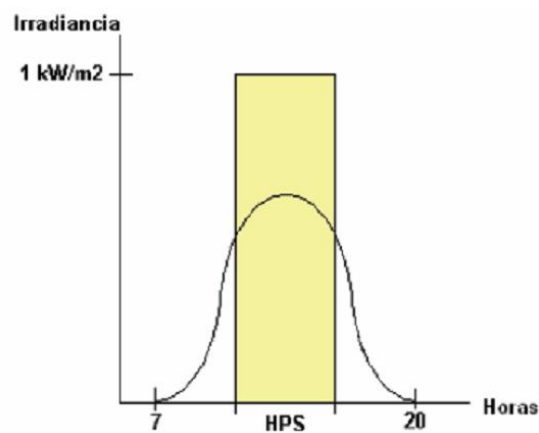


Figura IV-5 Definición de las horas pico solar

Fuente: <http://es.paperblog.com/cuanta-energia-se-puede-extraer-de-la-radiacion-solar-182547/>

La irradiación H (kWh/m^2), es igual al producto de la irradiancia de referencia, I , y las horas pico solares, HPS. Como $I=1\text{kWh/m}^2$, se tiene entonces que los valores numéricos de la irradiación y las horas pico solares son iguales.

$$H \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] = I \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right] \times HSP(h)$$

La cantidad de energía producida por un panel a lo largo de todo el día, es equivalente a la energía que se produciría en las horas de pico solar si el panel opera a su potencia máxima nominal (W_p). Dicha potencia es el principal parámetro que describe el funcionamiento del panel y la especificación más importante en el dimensionamiento del generador FV.

Para calcular los paneles necesarios para la instalación se debe conocer, a partir de los valores históricos de la zona, el valor de la radiación solar media en la superficie inclinada del lugar (kW.h/m²). Para ello se hará uso de los datos de irradiación solar perteneciente a la ubicación de la ESPOCH de Riobamba (Latitud: 1° 39' 40" S, Longitud: 78° 40' 38.937" W, Altitud: 2848.5 m).

Los resultados mensuales medios se recogen en la Tabla IV-III, donde se ha considerado que los paneles se disponen en orientación Norte con una inclinación de 15°, pues de esta manera, se balancean las posibilidades de captación entre la sesión de la mañana y la tarde, suponiendo que ambas secciones poseen similares características de radiación.

Tabla IV-III Irradiación solar media 2009, H kW.h/m²

DATOS DE IRRADIACION-ESTACION METEOROLOGICA ESPOCH											
Mes/Hora	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	Media Idmβ [kW.h/m ²]	Idmβ[kW.h/m ²]
Ene	172,88	355,48	547,77	635,56	606,98	554,52	527,49	375,30	251,45	568,111	5,113
Feb	199,30	376,29	543,86	613,96	530,23	573,60	541,07	369,48	216,36	474,444	4,270
Mar	260,40	461,76	636,20	777,44	736,86	703,22	562,77	424,12	267,49	687,778	6,190
Abr	242,67	454,04	574,74	663,37	700,51	655,58	520,20	378,46	225,35	715,222	6,437
May	257,46	454,47	602,88	680,12	678,63	630,93	481,40	365,61	212,92	723,333	6,510
Jun	235,91	415,35	525,08	572,78	629,96	639,12	539,03	412,86	216,71	530,556	4,775
Jul	241,60	429,53	565,25	713,90	758,13	690,16	595,96	492,86	279,78	666,556	5,999
Ago	260,68	491,10	665,03	693,37	676,43	664,18	550,87	472,46	289,21	647,000	5,823
Sep	385,69	595,75	707,68	766,91	797,42	729,45	601,59	497,05	275,60	530,111	4,771
Oct	355,14	574,81	766,04	797,72	640,17	660,87	479,43	348,73	223,41	622,556	5,603
Nov	344,41	550,63	728,94	756,36	590,82	718,76	573,34	451,91	254,70	707,556	6,368
Dic	288,50	506,34	676,07	749,56	573,69	657,04	639,31	431,82	257,56	609,778	5,488
Media anual										623,583	5,113

Fuente: Libro de Excel Estación meteorológica de la ESPOCH

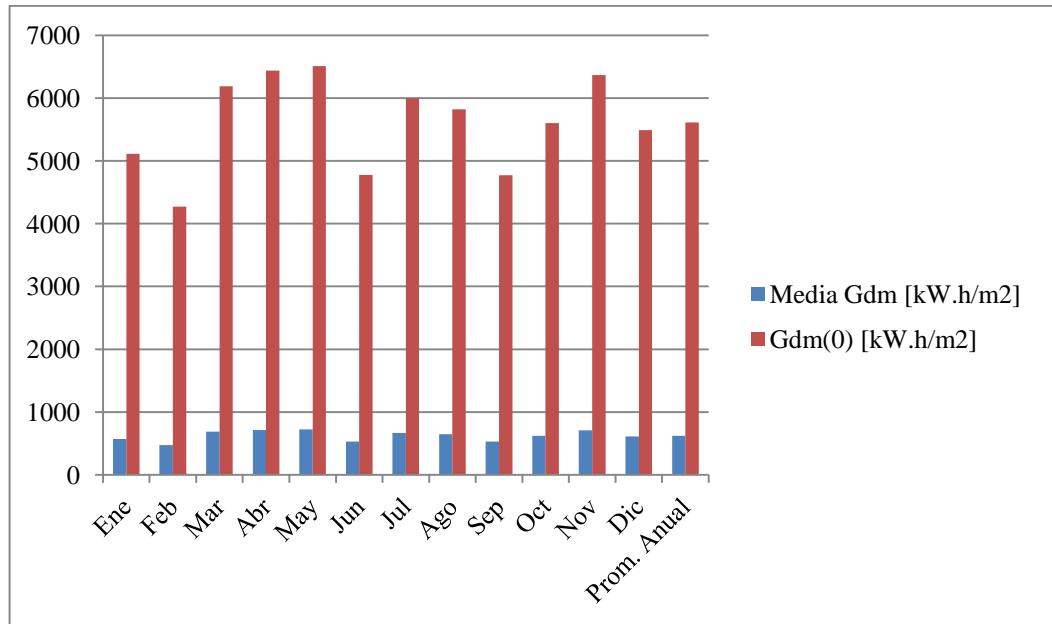


Figura IV-6 Irradiación solar media 2009, H (Wh/m2dia)

Fuente: Libro de Excel, Estación meteorológica de la ESPOCH

4.2 Cálculo y dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El tamaño del generador fotovoltaico debe asegurar que la energía producida durante el peor mes pueda, como mínimo, igualar a la demandada requerida por la carga. Los sistemas fotovoltaicos conectados o enganchados a la red (SFCR), que, como se puede deducir por su nombre, necesitan de la conexión a una red eléctrica para realizar su función generadora de electricidad.

4.2.1 Análisis de la Capacidad de Generación Eléctrica a Instalar

En este punto, se dejará de lado por un momento el aspecto económico y se analizarán un factor determinante que limita la cantidad de Megavatios que pueden ser instalados en el área mencionada.

4.2.2 Estudio de mercado y selección de Generadores fotovoltaicos.

La modalidad de “llave en mano” que han adoptado las grandes compañías fabricantes de generadores fotovoltaicos, ha reducido el proceso de estudio y selección de equipos a la determinación de qué empresa responde de mejor forma a nuestras expectativas de instalación de un emplazamiento fotovoltaico. Este sistema también ha traído consigo una falta de información total en lo que respecta a datos económicos, costos y precios tanto de módulos, inversores, sistemas de interconexión, etc., debido al hermetismo que deben guardar dichas compañías para mantener su nivel de competitividad en el mercado.

En el mercado hay paneles de diversas potencias y calidades, según las celdas cristalinas de silicio semiconductor de las que estén formados.

A la hora de elegir un panel fotovoltaico, en lugar de buscar la mayor potencia, siempre es mejor buscar la mayor eficiencia o rendimiento. Esto supondrá un ahorro en superficie del proyecto o bien la posibilidad de instalar mayor potencia si se escoge un módulo más eficiente que otro.

Primeramente exponemos la Tabla IV-IV de los modelos a estudio con el listado de algunos de los módulos fotovoltaicos más eficientes del mercado fotovoltaico (Datos obtenidos de Revista Photon):

Tabla IV-IV Módulos fotovoltaicos más eficientes del mercado fotovoltaico

Fabricante	Modelo	Potencia	Eficiencia	Dimensiones
SunPower	SPR-320E	320	19,6%	1.559 x 1.046 x 46 mm
SunPower	SPR-425E	425	19,7%	2.067 x 1.046 x 46 mm
Sanyo	HIT-N240SE10	240	19,0%	1.580 x 798 x 35 mm
Sanyo	HIT-H250E01	250	18,0%	1.610 x 861 x 35 mm
Trina Solar	TSM-205DA80	205	16,0%	1.581 x 809 x 40 mm
Brisban	BS200S5	200	15,7%	1.580 x 808 x 35 mm
LDK	LDK-250D-20	250	15,7%	1.630 x 975 x 40 mm
Siliken	SLK60M6L 250Wp	250	15,4%	1.640 x 990 x 40 mm
Brisban	BS195S5	195	15,3%	1.580 x 808 x 35 mm
IBC Solar	IBC 195 MS	195	15,3%	1.580 x 808 x 45 mm
Bosch Solar	Bosch c-Si M48 200	200	15,1%	1.343 x 988 x 40 mm
Q-Cells	QPro250G2	250	15,0%	1.670 x 1.000 x 50 mm
Brisban	BS190S5	190	14,9%	1.580 x 808 x 35 mm
Sharp	NU245J5	245	14,9%	1.652 x 994 x 46 mm
Suntech Power	STP190S-24	190	14,9%	1.580 x 808 x 35 mm
Schüco	MPE240MS	240	14,9%	1.639 x 983 x 42 mm

Fuente: Revista Photon (<http://www.photon.com.es/>)

La eficiencia de un panel es un dato vital a la hora de realizar el cálculo de instalaciones fotovoltaicas. Se ha demostrado que la potencia unitaria de un panel fotovoltaico no es el dato que marcará si nuestra instalación podrá evacuar más o menos potencia. Un panel de alta eficiencia nos hará siempre obtener mayor potencia de nuestra superficie disponible.

La eficiencia de una célula solar (η , “eta”), es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel, cuando una célula solar está conectada a un circuito eléctrico.

$$\eta = \frac{P_m}{E * A_c}$$

Donde:

η = eficiencia de la célula solar

P_m = Punto de máxima potencia

E = Irradiancia en W/m^2

A_c = Área superficial de la célula solar

$$\eta = \frac{P_m}{623,583 * A_c}$$

Este término se calcula usando la relación del punto de potencia máxima, P_m , dividido entre la luz que llega a la celda irradiancia (E , en W/m^2), bajo condiciones estándar (STC) y el área superficial de la célula solar (A_c en m^2).

Tabla IV-V Eficiencia de marcas seleccionadas

	Modelo	Dimensiones[mm]	Superficie unitaria [m2]	Potencia [Watt]	Eficiencia de Panel [%]	Potencia por metro cuadrado instalado [watt/m2]	Peso [Kg]	Unidades para 100KW	Superficie de captación para 100KW [m2]
BRISBAN	BS195S5	1.580x808	1,27	195	15,3	165	17	513	652
SUNTECH	STP280	1.956x992	1,94	280	14,4	240	27	357	693
YINGLI	YL230	1.650x990	1,63	230	14,1	198	19,8	435	709
CANADIAN	CS6P230	1.638x982	1,6	230	14,4	197	18,5	435	696
SHARP	UN235	1.652x994	1,64	235	14,3	201	20	425	697

Fuente: Fernanda Núñez

Tras examinar la Tabla IV-V se deduce algo sumamente importante, a pesar de que el número de unidades necesarias para 100KW con el modelo BS195S5 es superior al resto, obtenemos que debido a su alta eficiencia, al final la superficie de captación (y por ende de la instalación) necesaria, es muy inferior a la que se necesitaría con los otros modelos, aunque a primera vista pareciera lo contrario si solamente nos fijamos en el número de unidades necesarias.

Esta apreciación se puede extrapolar a cualquier modelo de cualquier fabricante. Es decir, cuánto más eficiente sea un panel, mejor se aprovechará la superficie disponible.

Representación gráfica de las eficiencias de los modelos expuestos:

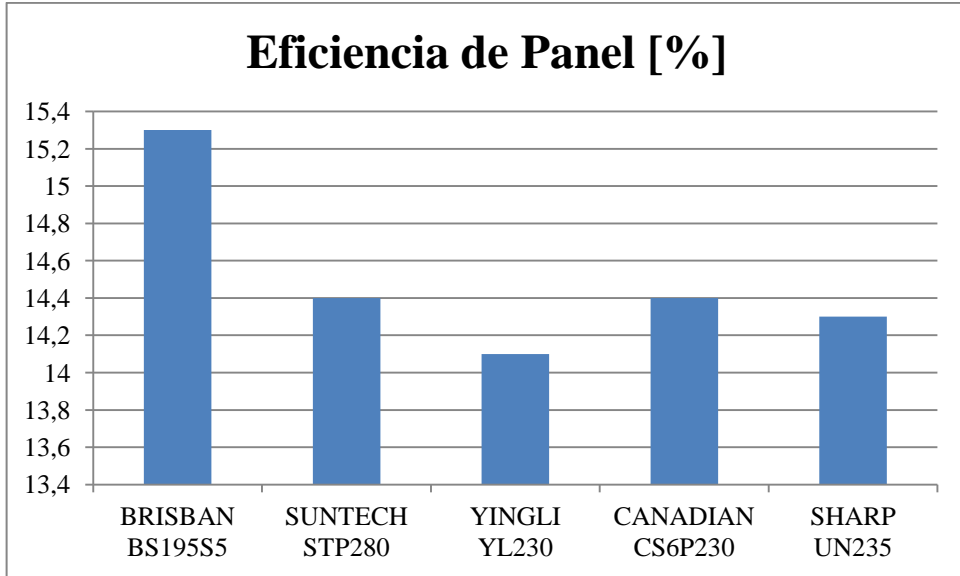


Figura IV-7 Eficiencia del módulo

Fuente: Fernanda Núñez

Se representa gráficamente la superficie de captación necesaria (sin considerar sombreados y demás particularidades de la planta) para instalaciones “tipo” de 100KW dependiendo del modelo utilizado.

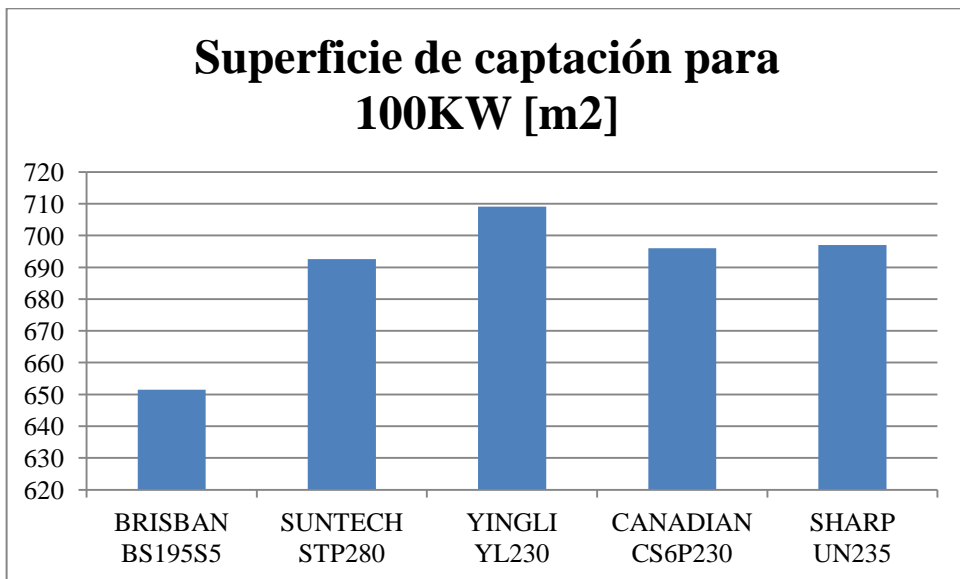


Figura IV-8 Superficie de captación de módulo para 100W

Fuente: Fernanda Núñez

Como bien se indica, en la gráfica se reflejan únicamente las superficies de captación sin tener en cuenta cada particularidad de cada proyecto como pueden ser, separación por sombras, orientación, inclinación y demás. Sin embargo, es un dato que se puede extrapolar y arroja claridad a la importancia de utilizar módulos de alta eficiencia para aprovechar mejor la superficie disponible.

4.2.3 Tecnología Brisbane Solar

Los módulos Brisbane han sido sometidos a severos controles de calidad y eficiencia. El diseño y la fabricación de los módulos siguen criterios y directrices Europeas.

Características Principales:

- 72 Células Monocristalinas de Alta Eficiencia de 165 mm de diámetro.
- Eficiencia del módulo, superior a 15.7%
- Cristal con un alto nivel de transmisividad.
- La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, adhesión, aislamiento eléctrico y aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas.
- Diodos de bypass para minimizar la pérdida de potencia en caso de sombreado.

Todos los módulos Brisbane son sometidos a continuos ensayos ópticos, mecánicos y eléctricos. Serán fácilmente reconocibles por su etiqueta original de Brisbane, el número de serie integrado y la garantía de Brisbane:

- años de garantía del producto.
- 12 años de garantía de rendimiento del 90% de la potencia inicial.
- 25 años de garantía de rendimiento al 80% de la potencia inicial.

Tabla IV-VI Características del modulo fotovoltaico

Datos Eléctricos		
Potencia		195Wp
Corriente punto de máxima potencia	Im	5,30 A
Tensión punto de máxima potencia	Vm	36,87 V
Corriente de cortocircuito	Isc	5,65 A
Tensión en circuito abierto	Voc	44,90 V
Coefficiente de rendimiento	η_m	15,3 %
Serie Max. fusible	If	9 A
Potencia superficie	Ps	153 W/m ²
Temperatura de funcionamiento	T _{ONC}	45°C
Datos Físicos		
Célula	Silicio monocristalino de 165mm de alta eficiencia	
Numero y conexión	72 células en serie	
Dimensiones	1580x808x45mm(1,27m ²)	
Peso	17 Kg	
Tipo de conectores	Multicontact 0,9m y 4mm ²	
Otros valores destacables		
Temperatura de funcionamiento	-40°C hasta 90°C	
Tensión máxima admisible	1000 Vcc	
Espesor cristal	4mm	
Tolerancia potencia	±3%	
Coefficiente de temperatura Potencia	-0,40%/°C	

Fuente: <http://www.sfe-solar.com/distribucion-venta-modulos-fotovoltaicos/brisban-solar/brisban-bs180->

190s5-mono/

El dimensionamiento del Inversor será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

Los inversores que se utilizan en instalaciones conectados a la red son específicos, puesto que deberán de asegurar el seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que estén conectados, así como impedir el funcionamiento en modo isla en caso que se descargue la línea para realizar labores de mantenimiento.

Deberán cumplir las siguientes especificaciones:

- Forma de conexión.

- Rangos de tensión y frecuencia admitidos.
- Factor de potencia.
- Dispositivos y elementos de seguridad con que debe contar la instalación en general.

4.2.4 Orientación y ángulo de inclinación de los paneles

Orientación

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa, es decir aun en días nublados este generará energía, sin embargo las condiciones óptimas de operación implica la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo mejor posible hacia el sol, con la única finalidad de aprovechar al máximo la luz solar directa.

En el hemisferio norte es decir por encima de la línea Ecuatorial, el panel deberá orientarse hacia el sur, y en lado del hemisferio sur el panel será orientado hacia el norte.

En el caso del presente proyecto tiene lugar en la ciudad de Riobamba que se encuentra ligeramente en el Hemisferio Sur, por lo tanto la orientación del panel deberá ser hacia el norte.

Angulo de azimut.- Ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la superficie del generador y la dirección sur. Vale 0 grados si coincide con la orientación sur, es positivo hacia el oeste y negativo hacia el este. Si coincide con el este su valor es -90 y si coincide con el oeste su valor es +90 grados.

$$Y = \alpha$$

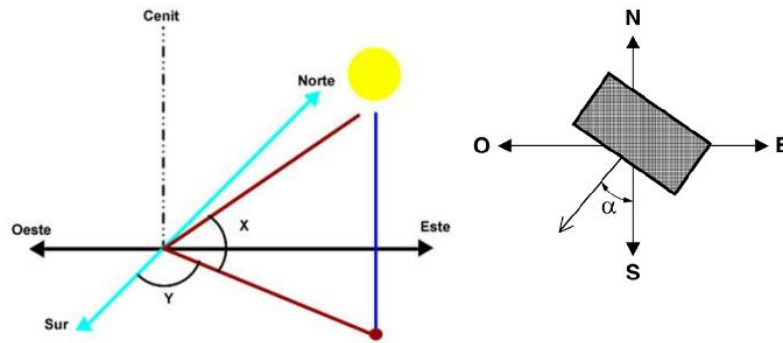


Figura IV-9 Orientación de un panel solar

Fuente: <http://www.metalesextruidos.com/es/noticias/detalle/0ReoRpkUf0kbK3qOCp/>

Para lugares que se encuentran en línea Ecuatorial este ángulo es despreciable, Riobamba se encuentra a $1^{\circ}39'$ de latitud geográfica la desviación es mínima.

Inclinación

El sol se traslada de este a oeste. En cuanto a los paneles solares trabajan con su máxima eficiencia cuando son orientados hacia el sol, con un ángulo perpendicular con este a medio día, los paneles solares son colocados en una posición fija, por lo que no pueden seguir al sol en toda su trayectoria, esto nos dice que no siempre formaran un los 90° , el ángulo que forma con la cara del panel y la horizontal se denomina ángulo de inclinación, a causa del movimiento de la tierra alrededor del sol (movimiento de traslación), existen variaciones estacionales.

1.- Sol de invierno

2.- Sol de verano

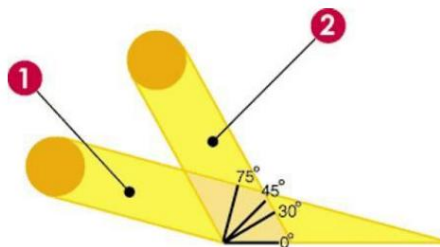


Figura IV-10 Ángulo de posicionamiento óptimo en invierno y verano

Fuente: <http://www.metalesextruidos.com/es/noticias/detalle/0ReoRpkUf0kbK3qOCp/>

En invierno, el sol no alcanza el mismo ángulo que en verano, en verano los paneles solares deberán ser situados con un ángulo menor que de tal forma logren aprovechar al máximo la luz solar, por el contrario en invierno los paneles con posicionamiento para verano no podrán alcanzar el máximo aprovechamiento de la luz solar. Para cada latitud existe un ángulo de inclinación óptimo, según la Tabla IV-VII muestra valores dependiendo de la latitud geográfica.

Tabla IV-VII Ángulo de inclinación de panel solar en función de la latitud del lugar

Latitud del lugar	Ángulo de invierno	Ángulo de verano
0 a 5 grados	15 grados	15 grados
15 a 25 grados	Latitud	Latitud
25 a 30 grados	Latitud + 5 grados	Latitud - 5 grados
30 a 35 grados	Latitud + 10 grados	Latitud - 10 grados
35 a 40 grados	Latitud + 15 grados	Latitud - 15 grados
Mas de 40 grados	Latitud + 20 grados	Latitud - 20 grados

Fuente:

[http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basi
co/4_gene_01.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basi
co/4_gene_01.htm)

Según esta Tabla IV-VIII la inclinación que se ajusta para la ciudad de Riobamba es de 15° este ángulo se mantendrá fijo durante todo el año.

Existen otros criterios que dice que:

Tabla IV-VIII Criterio de Angulo de inclinación

α = latitud del lugar, si el sistema FV	es utilizado todo el año
α = latitud del lugar - 15°, si el sistema FV	es utilizado solo en verano
α = latitud del lugar +15°, si el sistema FV	es utilizado solo en invierno

Fuente:

[http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basi
co/4_gene_01.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basi
co/4_gene_01.htm)

Tomando en cuenta este segundo criterio el ángulo de inclinación óptima sería igual a la latitud del lugar es decir la inclinación será 1°39', que pasándolo a grados será 1.668°.

Bien también hay recomendaciones de expertos que han hecho estudios más profundos en el tema que aconsejan que en lugares cercanos a la línea Ecuador este ángulo es 0°.

Ahora para elegir entre las dos alternativas se procede a realizar un estudio más profundo respecto a cada ángulo de inclinación, se evaluara mes a mes y luego se hará un promedio.

Para $\alpha = 15^\circ$

Tabla IV-IX Radiación recibida con un ángulo de inclinación de 15°

Mes	Angulo de inclinación del panel		W"s [°]	Rb	Idm β [kW.h/m2]	Ddm β [kW.h/m2]	ρ	Rdm β [kW.h/m2]	Gdm (α,β) [kW.h/m2]
	[°]	[rad]							
Ene	15	0.262	90,642	1,115	5.0701	1.77	0.2	0.023	7.49
Feb	15	0.262	90,413	1.056	4.509	2.056	0.2	0.021	6.59
Mar	15	0.262	90,069	0.975	6.035	1.379	0.2	0.026	7.44
Abr	15	0.262	87,17	0.892	5.742	1.076	0.2	0.026	6.84
May	15	0.262	84,152	0.823	5.358	0.777	0.2	0.025	6.16
Jun	15	0.262	82,584	0.788	3.763	1.255	0.2	0.021	5.04
Jul	15	0.262	83,212	0.802	4.811	0.866	0.2	0.024	5.7
Ago	15	0.262	85.78	0.86	5.008	1.162	0.2	0.024	6.19
Sep	15	0.262	89,331	0.943	4.499	1.764	0.2	0.023	6.29
Oct	15	0.262	90,298	1.027	5.754	1.607	0.2	0.025	7.39
Nov	15	0.262	90,585	1.098	6.992	1.299	0.2	0.026	8.32
Dic	15	0.262	90,699	1.132	6.212	1.609	0.2	0.024	7.85
Promedio									6.78

Fuente: Tablas Excel por Fernanda Núñez

Para $\alpha = 1.668^\circ$

Tabla IV-X Radiación recibida con un ángulo de inclinación de 1.668°

Mes	Angulo de inclinación del panel		W"s [°]	Rb	Idm β [kW.h/m2]	Ddm β [kW.h/m2]	ρ	Rdm β [kW.h/m2]	Gdm (α,β) [kW.h/m2]
	[°]	[rad]							
Ene	1.668	0.029	90,642	1,0.16	5.195	1.7	0.2	0	6.9
Feb	1.668	0.029	90,413	1.01	4.313	2.038	0.2	0	6.35
Mar	1.668	0.029	90,069	1.001	6.196	1.411	0.2	0	7.61
Abr	1.668	0.029	87,17	0.991	6.397	1.156	0.2	0	7.54
May	1.668	0.029	84,152	0.983	6.339	0.88	0.2	0	7.28
Jun	1.668	0.029	82,584	0.979	4.675	1.409	0.2	0	6.08
Jul	1.668	0.029	83,212	0.981	5.885	0.989	0.2	0	6.87
Ago	1.668	0.029	85.78	0.987	53.747	1.267	0.2	0	7.01
Sep	1.668	0.029	89,331	0.997	4.757	1.826	0.2	0	6.58
Oct	1.668	0.029	90,298	1.006	5.637	1.602	0.2	0	7.24
Nov	1.668	0.029	90,585	1.014	6.457	1.243	0.2	0	7.7
Dic	1.668	0.029	90,699	1.018	5.587	1.527	0.2	0	7.11
Promedio									7.02

Fuente: Tablas Excel por Fernanda Núñez

Para $\alpha = 0^\circ$

Tabla IV-XI Radiación recibida con un ángulo de inclinación de 0°

Mes	Angulo de inclinación del panel		W"s [°]	Rb	Idm β [kW.h/m2]	Ddm β [kW.h/m2]	ρ	Rdm β [kW.h/m2]	Gdm (α,β) [kW.h/m2]
	[°]	[rad]							
Ene	0	0	90,642	1	5.113	1.687	0.2	0	6.8
Feb	0	0	90,413	1	4.27	2.03	0.2	0	6.3
Mar	0	0	90,069	1	6.19	1.41	0.2	0	7.6
Abr	0	0	87,17	1	6.437	1.163	0.2	0	7.6
May	0	0	84,152	1	6.51	0.89	0.2	0	7.4
Jun	0	0	82,584	1	4.775	1.425	0.2	0	6.2
Jul	0	0	83,212	1	5.999	1.001	0.2	0	7
Ago	0	0	85.78	1	5.823	1.277	0.2	0	7.1
Sep	0	0	89,331	1	4.771	1.829	0.2	0	6.6
Oct	0	0	90,298	1	5.603	1.597	0.2	0	7.2
Nov	0	0	90,585	1	6.368	1.232	0.2	0	7.6
Dic	0	0	90,699	1	5.448	1.512	0.2	0	7
Promedio									7.03

Fuente: Tablas Excel por Fernanda Núñez

Al comparar las tres tablas (Tabla IV-IX, Tabla IV-X, Tabla IV-XI) el ángulo en el cual se aprovecha mejor el sol es cuando $\alpha = 0^\circ$ por lo tanto el panel fotovoltaico se ubicará

en una posición horizontal, para esta posición el ángulo azimut es despreciable ya que el panel esta en forma horizontal y no influye en nada este ángulo.

4.2.5 Dimensionamiento del inversor

Para seleccionar un inversor se debe tener en cuenta algunos factores que son de vital importancia en la hora de seleccionar este dispositivo.

El inversor seleccionado debe tener las siguientes características técnicas:

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

Los inversores que se utilizan en instalaciones conectados a la red son específicos, puesto que deberán de asegurar el seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que estén conectados, así como impedir el funcionamiento en modo isla en caso que se descargue la línea para realizar labores de mantenimiento.

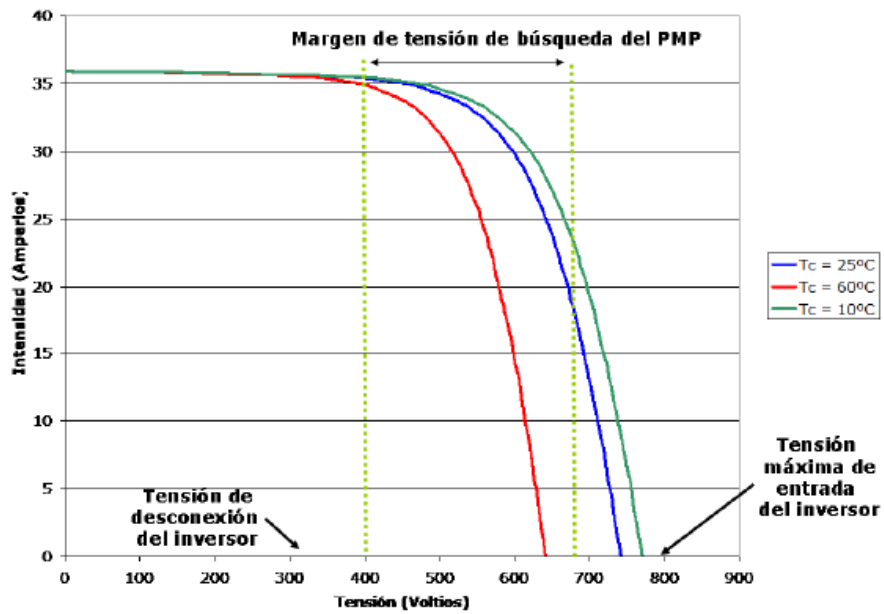


Figura IV-11 Características del inversor

Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/documentacion_pv_in_bloom/Seminarios%20PV%20in%20Bloom.%20Diseno%20de%20SFCR.pdf

Deberán cumplir las siguientes especificaciones:

- Forma de conexión.
- Rangos de tensión y frecuencia admitidos.
- Factor de potencia.
- Dispositivos y elementos de seguridad con que debe contar la instalación en general.

Tomando en cuenta dichas especificaciones se sugiere la utilización de un inversor con las especificaciones mencionadas en la Tabla IV-XII que se muestra a continuación:

Tabla IV-XII Especificaciones técnicas Inversor

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
LADO DE ENTRADA (CC)	
Potencia CC máxima	130 kW
Rango de tensiones MPP	430...800 V _C
Tensión de entrada máxima	900 V _{CC}
Rango de tensiones nominales	540...635 V _{CC}
Corriente de entrada	0...225 A _{CC}
Rizado de corriente	< 4 %
LADO DE SALIDA (CA)	
Potencia nominal	100 kW
Potencia máxima	100 kW
Tensión	3 · 400 + 10 % / - 15 % V _{CA}
Corriente de salida	0...153 A _{CA}
Factor de potencia (pf)	> 0,98
Nominal de red	60 Hz
Distorsión armónica	< 3 %
DATOS DEL SISTEMA	
Consumo nocturno	2...7 W
Rendimiento máximo	96%
Tipo de protección	IP20
Humedad relativa del aire	0...98 % sin condensación
Normas adicionales	DK 5940, RD 661
Indicación	Display LC de dos líneas con iluminación de fondo
Comunicación de datos	Interfaz RS232 / RS485 integrado

Fuente:<http://www.aelvasa.es/img/Solarmax%2050C%2080C%20100C%20espa%F1ol.pdf>

Características Técnicas

- Inversor compacto sinusoidal PWM.
- Máxima eficiencia
- Eficiencia MPP mayor al 99 %
- Procesador de señales digitales (DSP)
- Atractiva relación precio/rendimiento
- Bajo peso y optimización de necesidad de espacio físico
- Equipados de serie con puertos RS232 / RS485
- Opción MaxControl para alarma automática, supervisión del Inversor y evaluación de datos de rendimiento

4.2.6 Dimensionamiento del cableado

El dimensionamiento del cableado constituye una de las tareas en las que se deberá prestar especial cuidado, ya que siempre que exista consumo habrá pérdidas debido a las caídas de tensión en los conductores.

Para dimensionar correctamente el cableado de un sistema fotovoltaico se debe tomar en cuenta algunos factores con los cuales están vinculados la corriente, longitud y el diámetro del conductor, etc. La longitud de los conductores entre los componentes del sistema debe realizarse lo más corta posible para minimizar las caídas de voltaje y reducir costos.

- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos:
- Los conductores de la parte continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5%.
- Los conductores de la parte de alterna deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 2%
- En ambos casos se tomaran como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Se incluirá toda la longitud de cable de continua y de alterna, debiendo tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo a normas establecidas.

4.2.7 Red de Media tensión

Características generales del centro de protección y medida.

El centro de protección y medida objeto del presente proyecto será de tipo interior, empleando para su montaje celdas prefabricadas bajo envolvente metálica según norma UNE-EN 62271-200.

La acometida al mismo será subterránea, alimentando al centro mediante una red de Media Tensión, y el suministro de energía se efectuará a una tensión de servicio de 13.8 kV y una frecuencia de 60 Hz.

Características celdas SM6

Las celdas a emplear serán de la serie SM6 de Schneider Electric, celdas modulares de aislamiento en aire equipadas de aparellaje fijo que utiliza el hexafluoruro de azufre como elemento de corte y extinción de arco.

Responderán en su concepción y fabricación a la definición de aparataje bajo envolvente metálica compartimentada de acuerdo con la norma UNE-EN 62271-200.

Los compartimentos diferenciados serán los siguientes:

- a.** Compartimento de aparellaje.
- b.** Compartimento del juego de barras.
- c.** Compartimento de conexión de cables.
- d.** Compartimento de mando.
- e.** Compartimento de control.

Entre las principales características de las celdas SM6

- Tensión asignada: 24 kV
- Tensión soportada entre fases, y entre fases y tierra:
 - a frecuencia industrial (60 Hz), 1 minuto: 60 kV

- ef.a impulso tipo rayo: 125 kV cresta
- Intensidad asignada en funciones de línea: 400 A
- Intensidad asignada en interrup. automat. 400 A
- Intensidad asignada en ruptofusibles. 200 A
- Intensidad nominal admisible durante un segundo: 16 kA ef.
- Valor de cresta de la intensidad nominal admisible: 40 kA cresta, es decir, 2.5 veces la intensidad nominal admisible de corta duración.
- Grado de protección de la envolvente: IP307 según UNE 20324.
- Puesta a tierra. El conductor de puesta a tierra estará dispuesto a todo lo largo de las celdas según UNE-EN 62271-200, y estará dimensionado para soportar la intensidad admisible de corta duración.
- Embarrado. El embarrado estará sobredimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar y que se detallan en el apartado de cálculos.

CELDAS:

1) CELDA DE REMONTE

Celda Schneider Electric de remonte de cables gama SM6, modelo GAM, de dimensiones: 500mm de anchura, 940mm de profundidad, 1.600mm de altura, y conteniendo:

- Juego de barras interior tripolar de 400 A para conexión superior, de tensión de 24 kV y 16 kA.
- Seccionador de puesta a tierra con poder de cierre.
- Mando CC manual independiente.
- Dispositivo con bloque de 3 lámparas de presencia de tensión.

- Conexión inferior cable seco unipolar.

2) CELDA DE PROTECCIÓN CON INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Celda Schneider Electric de protección con interruptor automático gama SM6, modelo DM1C, de dimensiones: 750mm de anchura, 1.220mm de profundidad, 1.600mm de altura, y conteniendo:

- Juegos de barras tripolares de 400 A para conexión superior con celdas adyacentes, de 16 kA.
- Seccionador en SF6.
- Mando CS1 manual.
- Interruptor automático de corte en SF6 (hexafluoruro de azufre) tipo Fluarc SF1, tensión de 24 kV, intensidad de 400 A, poder de corte de 16 kA.
- Mando RI de actuación manual.
- Embarrado de puesta a tierra.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Transformadores toroidales para la medida de corriente mediante Sepam.
- Relé Sepam T20 destinado a la protección general o a transformador. Dispondrá de las siguientes protecciones y medidas:
 - Máxima intensidad de fase (50/51) con un umbral bajo a tiempo dependiente o independiente y de un umbral alto a tiempo independiente.
 - Máxima intensidad de defecto a tierra (50N/51N) con un umbral bajo a tiempo dependiente o independiente y de un umbral alto a tiempo independiente.
 - Medida de las distintas corrientes de fase.
 - Medida de las corrientes de apertura (I1, I2, I3, Io).

El correcto funcionamiento del relé estará garantizado por medio de un relé interno de autovigilancia del propio sistema. Tres pilotos de señalización en el frontal del relé indicarán el estado del Sepam (aparato en tensión, aparato no disponible por inicialización o fallo interno, y piloto 'trip' de orden de apertura).

El Sepam es un relé indirecto alimentado por batería+cargador.

Dispondrá en su frontal de una pantalla digital alfanumérica para la lectura de las medidas, reglajes y mensajes.

- Enclavamiento por cerradura tipo E24 impidiendo el cierre del seccionador de puesta a tierra y el acceso al compartimento inferior de la celda en tanto que el disyuntor general B.T. no esté abierto y enclavado. Dicho enclavamiento impedirá además el acceso al transformador si el seccionador de puesta a tierra de la celda DM1C no se ha cerrado previamente.

3) CELDA DE MEDIDA.

Celda Schneider Electric de medida de tensión e intensidad con entrada inferior por cable y salida superior derecha por barras, gama SM6, modelo GBCD, de dimensiones: 750mm de anchura, 1.038mm de profundidad, 1.600mm de altura, y conteniendo:

- Juegos de barras tripolar de 400 A, tensión de 24 kV y 16 kA.
- Entrada inferior por cable seco unipolar y salida superior derecha por barras.
- Transformadores de intensidad de relación en función de la potencia a proteger, gama extendida 150 % y aislamiento 24 kV.
- Transformadores de tensión unipolares, de relación

– 16.500:V3

- 22.000:V3/110:V3
- 25VA, CL0.5, Ft= 1,9 y aislamiento 24 kV.

4) CELDA DE LÍNEA

Celda Schneider Electric de interruptor-seccionador gama SM6, modelo IM, de dimensiones: 375 mm de anchura, 940 mm de profundidad, 1.600 mm de altura, y conteniendo:

- Juego de barras tripolar de 400 A.
- Interruptor-seccionador de corte en SF6 de 400 A, tensión de 24 kV y 16 kA.
- Seccionador de puesta a tierra en SF6.
- Indicadores de presencia de tensión.
- Mando CIT manual.
- Embarrado de puesta a tierra.
- Bornes para conexión de cable.

Estas celdas estarán preparadas para una conexión de cable seco monofásico de sección máxima de 240 mm².

4.2.7.1 Transformador

Para los dos centros de transformación utilizaremos el mismo tipo de transformador.

Será una máquina trifásica reductora de tensión, siendo la tensión entre fases a la entrada de 13.8 kV y la tensión a la salida en vacío de 220V entre fases y 127V entre fases y neutro.

El transformador a instalar tendrá el neutro accesible en baja tensión y refrigeración natural (ONAN), marca Schneider Electric, en baño de aceite mineral. La tecnología empleada será la de llenado integral a fin de conseguir una mínima degradación del

aceite por oxidación y absorción de humedad, así como unas dimensiones reducidas de la máquina y un mantenimiento mínimo.

Sus características mecánicas y eléctricas se ajustarán a la Norma UNE 21428, siendo las siguientes:

- Potencia nominal: 630 kVA.
- Tensión nominal primaria: 13.800 V.
- Regulación en el primario: +/-2,5%, +/-5%.
- Tensión nominal secundaria en vacío: 220 V.
- Tensión de cortocircuito: 4 %.
- Grupo de conexión: Dyn11.
- Nivel de aislamiento: Tensión de ensayo a 60 Hz, 1 min, 60 kV.

Se proyecta el centro de protección y medida, que se situará entre los centros de transformación 1 y 2 y el centro de transformación propiedad de EERSA donde se realiza el entronque con la línea subterránea, por la necesidad de poder maniobrar en este punto de la instalación, además sirve como protección de dicha línea subterránea de media tensión y tiene por objeto medir la energía que la instalación entrega a la red de media tensión, la cuál servirá para poder facturar la energía generada por los 10 grupos de 100 kW teniendo en cuenta las pérdidas de la instalación.

4.3 Reglamentaciones para la instalación

Para el presente proyecto se ha tomado en cuenta las diversas reglamentaciones y disposiciones oficiales de España (puesto que es uno de los pioneros en generaciones eléctricas fotovoltaicas). Éstas son:

- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación B.O.E. N° 288 publicado el 1/12/1982. Corrección de errores: BOE N° 15 de 18/1/1983.
- Orden de 6 de julio de 1984, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación B.O.E. N° 183 publicado el 1/8/1984.
- REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, de Regulación del Sector Eléctrico.
- RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- RD 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Resolución de 31 de Mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

- RD 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Normas UNE y Recomendaciones UNESA que sean de aplicación.
- Normas particulares de EERSA.
- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

CAPÍTULO V

CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN

5.1 Introducción

A diferencia de una instalación aislada, donde se deben satisfacer unas necesidades energéticas, las instalaciones conectadas a red tienen como objetivo la producción energética para, posteriormente, ser introducida en la red de distribución. Dado que no hay dichas necesidades energéticas, estas instalaciones buscan una buena producción energética para obtener en consecuencia unos resultados económicos tales que hagan atractivos los tiempos de retorno de la inversión inicial.

El método de cálculo es el siguiente:

- Determinar la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación.
- Determinar las pérdidas por efecto de la orientación e inclinación del campo de captación, así como de las sombras, si las hubiese.
- Definir los principales elementos que constituyen la instalación.

- Determinar un valor que defina el rendimiento de la instalación y contemple la eficiencia de los elementos integrantes y su respuesta ante factores como la temperatura, el comportamiento de la red, factores ambientales, etc. (PR).
- Estimar la producción energética mensual y anual de la instalación.

El dimensionamiento de sistemas de captación de energía solar se fundamenta en el conocimiento de la radiación media diaria mensual sobre una superficie inclinada y con ángulo acimutal cero.

5.2 Cálculo del campo generador fotovoltaico

El número de paneles a instalar se calcula teniendo en cuenta que se desea que la instalación tenga una potencia de 1MW y que esta constituida por 10 generadores con una potencia aproximada de 100kWp, conectadas cada una de ellas a un inversor trifásico de 100KW de salida aproximadamente. A su vez las salidas de los 10 inversores estarán conectadas a un transformador de potencia.

Para el cálculo se tomarán en cuenta los parámetros mencionados anteriormente:

$V_{mp} = 36,87 \text{ V}$ Tensión máxima de potencia del panel fotovoltaico

$V_{oc} = 44,90 \text{ V}$ Tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico

$V_{cc} = 540 \text{ V}$ Tensión a la entrada del inversor

$P_p = 195 \text{ Wp}$ Potencia pico de cada panel

$P_i = 100 \text{ kWp}$ Potencia de cada subinstalación

$I_{sc} = 6,65 \text{ A}$ Corriente de corto circuito del panel fotovoltaico

a. Número de módulos para la subinstalación

Con la siguiente ecuación calcularemos el número de paneles para cada subinstalación:

$$N_p = \frac{P_i}{P_p} = \frac{100 \text{ kWp}}{195 \text{ Wp}}$$

$$N_p = 512,82.5 \cong 513 \text{ paneles}$$

Donde:

N_p Número de paneles para cada instalación

P_i Potencia de la subinstalación

P_p Potencia pico de cada panel

b. Número de módulos en serie (subinstalación)

Para garantizar que la instalación en circuito abierto nunca supere la tensión máxima de entrada de DC. Tomaremos la tensión de entrada del inversor como un valor de funcionamiento aceptable de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, lo que significa que necesitaremos:

$$N_s = \frac{V}{V_{mp}}$$

$$N_s = \frac{540V}{36,87V} = 14,65 \cong 15 \text{ paneles en serie}$$

- Con este número se determina la tensión de cada rama en punto de máxima potencia:

$$V_{rama} = N_s * V_{mp} = 15 * 36,87 = 553,05V$$

- Tensión de circuito abierto de la rama:

$$V_{circuito\ abierto} = N_s * V_{oc} = 15 * 44,90V = 673,5V$$

- Potencia por rama:

$$\text{Potencia por rama} = \frac{N_s * P_p}{1000}$$

$$\text{Potencia por rama} = \frac{15 * 195W}{1000}$$

$$\text{Potencia por rama} = 2,925 \text{ kW}$$

c. Número de ramas en paralelo

Teniendo en cuenta el número de paneles y de series, se puede calcular el de las ramas en paralelo:

$$R_p = \frac{N_p}{P_s} = \frac{513 \text{ paneles}}{15 \text{ series}} = 34,2 \cong 35 \text{ paneles en paralelo}$$

35 bloques de 15 placas en serie

- Potencia del campo solar por cada inversor

$$\text{Potencia solar inversor} = R_p * \text{Potencia por rama}$$

$$\text{Potencia solar inversor} = 35 * 2,925\text{kW}$$

$$\text{Potencia solar inversor} = 102,375 \text{ kW}$$

- La corriente máxima de entrada al inversor:

$$I_{\max} = N_p * I_{sc}$$

$$\text{Corriente máxima de entrada al inversor} = 35 * 5,65\text{A}$$

$$\text{Corriente máxima de entrada al inversor} = 197,75 \text{ A}$$

d. Número de Grupos

- La potencia total instalada en campo solar:

$$\text{Potencia total instalada en campo solar} = \text{Potencia solar del inversor} * 10$$

$$\text{Potencia total instalada en campo solar} = 102,375 * 10$$

$$\text{Potencia total instalada en campo solar} = 1.023,75 \text{ MW}$$

- Donde la potencia nominal de la instalación será:

$$\text{Potencia nominal de la instalación} = 100\text{kW} * 10$$

$$\text{Potencia nominal de la instalación} = 1\text{MW}$$

5.3 Cálculos de Diseño de la central solar

Cuando se quiere diseñar un sistema fotovoltaico es muy importante disponer de la información mas precisa y detallada posible sobre la radiación solar en el lugar donde se va a instalar.

Tabla V-I Conversión de Azimut a Rumbos

Valor del Azimut	Valor del Rumbo
$Az=0^{\circ}=360^{\circ}$	Norte (N)
$0^{\circ}<Az<90^{\circ}$	N Az E
$Az=90^{\circ}$	Este (E)
$90^{\circ}<Az<180^{\circ}$	S $(180^{\circ}-Az)$ E
$Az=180^{\circ}$	Sur (S)
$180^{\circ}<Az<270^{\circ}$	S $(Az-180^{\circ})$ E
$Az=270^{\circ}$	Oeste (W)
$270^{\circ}<Az<360^{\circ}$	N $(360^{\circ}-Az)$ W

<http://ocw.utpl.edu.ec/ingenieria-civil/topografia-elemental/unidad-3-medicion-de-angulos.pdf>

El dimensionamiento de sistemas de captación de energía solar se fundamenta en el conocimiento de la radiación media diaria mensual sobre una superficie inclinada y orientada hacia el norte con ángulo acimutal cero.

Este valor, al que se le denominará a partir de ahora $G_{dm}(\alpha, \beta)$ (Ver Tabla IV-IX), se puede determinar a partir de la irradiación media diaria mensual recibida sobre la superficie horizontal, $I_{dm\beta}$ [kW.h/m²], aplicando un factor de conversión R que debe calcularse para cada situación.

Los métodos utilizados para la conversión de los valores de $I_{dm\beta}$ a $G_{dm}(\alpha, \beta)$ son los de "Liu y Jordan" y de "Klein, Duffie y Beckman". Según Liu y Jordan, el clima de una localidad determinada se puede definir a largo plazo por la ecuación:

$$KT = \frac{I_{dm\beta}}{G_{dm}(\alpha, \beta)}$$

Siendo:

$Idm\beta$ = Valor medio mensual, en kWh/(m² día), de la radiación diaria sobre superficie horizontal.

$Gdm(\alpha,\beta)$ = Radiación total media diaria mensual extraterrestre, en kWh/m² día, calculada por métodos geométricos para el día 16 de cada mes.

De esta forma, KT se define como un "índice de nubosidad" mensual, de tal forma que un valor alto indica tiempo soleado y uno bajo nubosidad. Su valor oscila generalmente entre 0,3 y 0,7.

El valor de $Idm\beta$ varía para las distintas épocas del año debido no sólo a la nubosidad cambiante sino a la inclinación del eje de rotación de la Tierra respecto de la elíptica.

5.4 Cálculo de la producción anual esperada

5.4.1 Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal

El valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal $Idm\beta$ en kWh/(m²·día), se ha obtenido a partir de los datos de la estación meteorológica de la Epoch, referentes a los datos del lugar donde está situada la instalación. Esta información ha sido obtenida a partir de observaciones del año 2009.

Tabla V-II Irradiación diaria sobre superficie horizontal $Idm\beta$ en kWh/ (m²·día)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$Idm\beta$ kWh/m²dia	5,113	4,270	6,190	6,437	6,510	4,775	5,999	5,823	4,771	5,603	6,368	5,488
Media anual										5,113		

Fuente: Tabla IV-III Irradiación solar media 2009, H kW.h/m²

5.4.2 Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador

El valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador, $G_{dm}(\alpha, \beta)$, en kW.h/m², se ha obtenido al igual que en el caso anterior a partir de los datos de la estación metereologica de la Epoch, referentes a los datos del lugar donde está situada la instalación.

Para calcular la producción media de un sistema fotovoltaico se parte de la media de irradiación solar recibida en 1 m² de superficie, con una orientación α y una inclinación β iguales a las del campo fotovoltaico.

Para el caso que nos ocupa, y con los datos previamente calculados en un programa realizado de Excel, la producción del generador fotovoltaico ha sido calculada para un ángulo fijo de 0°obtenemos los valores de la Tabla V-III.

Tabla V-III $G_{dm}(\alpha, \beta)$ energía captada por m² de superficie

Mes	Angulo de inclinación del panel		W''_s [°]	R_b	$I_{dm\beta}$ [kW.h/m ²]	$D_{dm\beta}$ [kW.h/m ²]	ρ	$R_{dm\beta}$ [kW.h/m ²]	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ [kW.h/m ²]
	[°]	[rad]							
Ene	15	0,262	90,642	1,115	5,701	1,77	0,2	0,023	7,49
Feb	15	0,262	90,413	1,056	4,509	2,056	0,2	0,021	6,59
Mar	15	0,262	90,069	0,975	6,035	1,379	0,2	0,026	7,44
Abr	15	0,262	87,16	0,892	5,742	1,076	0,2	0,026	6,84
May	15	0,262	84,152	0,823	5,358	0,777	0,2	0,025	6,16
Jun	15	0,262	82,584	0,788	3,763	1,255	0,2	0,021	5,04
Jul	15	0,262	83,212	0,802	4,811	0,866	0,2	0,024	5,7
Ago	15	0,262	85,78	0,86	5,008	1,162	0,2	0,024	6,19
Sep	15	0,262	89,331	0,943	4,499	1,764	0,2	0,023	6,29
Oct	15	0,262	90,298	1,027	5,754	1,607	0,2	0,025	7,39
Nov	15	0,262	90,585	1,098	6,992	1,299	0,2	0,026	8,32
Dic	15	0,262	90,699	1,132	6,212	1,609	0,2	0,024	7,85

Promedio

6,78

Fuente: Programa en Excel por Fernanda Núñez

5.4.3 Rendimiento energético del generador fotovoltaico

5.4.3.1 Rendimiento energético de la instalación o performance ratio (PR)

El PR es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tienen en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- Otros

PR puede englobar tanto factores como el diseñador pueda cuantificar, a fin de establecer un valor de eficiencia de la instalación lo más aproximado a condiciones reales, y se estima mediante la siguiente expresión, y su valor varía en el tiempo en función de las distintas condiciones a las que se ve sometida la instalación:

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F$$

5.4.3.2 Pérdidas por dispersión de los parámetros entre módulos (A1)

Estas pérdidas son debidas a que los módulos no operan normalmente en las mismas condiciones que las reconocidas como estándar de medida. Un rango de valores del 10% es una dispersión elevada, un 5% es un valor adecuado, y valores inferiores al 5% se identifican con un buen campo solar en este aspecto.

En nuestro caso he cogido una pérdidas de un 5% que es el valor de tolerancia que nos ha dado el fabricante de los módulos.

5.4.3.3 Pérdidas por efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares (A2)

Éste es un valor muy variable, puesto que depende del emplazamiento de la instalación. Evidentemente, una instalación próxima a una vía no asfaltada se encontrará más afectada por el polvo que otra situada en una zona urbanizada. Lo mismo se puede esperar con la polución en las ciudades. La posibilidad de realizar mantenimientos periódicos en este aspecto influye a la hora de estimar este coeficiente. El rango de valores estaría entre el 1% para instalaciones poco afectadas por el polvo y suciedad, hasta el 8% donde este aspecto puede tener una mayor influencia.

He escogido unas pérdidas del 5% que corresponden a una situación moderada de polvo y suciedad.

5.4.3.4 Pérdidas por reflectancia angular y espectral (A3)

El acabado superficial de las células tiene influencia sobre este coeficiente, presentando mayores pérdidas en aquellas células con capas antireflexivas que las que están texturizadas. También la estacionalidad influye en este parámetro, aumentando las pérdidas en invierno, así como con la latitud. Un rango de valores puede ser entre el 2% y el 6%. Tomare las pérdidas de un 3% que es el valor medio anual estimado en el pliego de condiciones.

5.4.3.5 Factor de sombras (A4)

Un rango de valores puede ser entre el 1% (valor mínimo por defecto) y el 10%, que es el valor máximo a partir del cual las sombras pueden repercutir negativamente en el correcto funcionamiento de la instalación. Se tomara un factor de sombra de un 3%

debido a que el huerto solar no se ve muy afectado por edificios, arboles u otros obstáculos que puedan ocasionar sombras.

5.4.3.6 Total de pérdidas en el generador (A)

El total de pérdidas en el generador (A) es la suma de las pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos (A1), por efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares (A2), por reflectancia angular y espectral (A3) y por sombras (A4):

$$A = A1 + A2 + A3 + A4$$

$$A = 5\% + 5\% + 3\% + 3\%$$

$$A = 16\%$$

El total de pérdidas en el generador son de un 16%.

5.4.3.7 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua (B)

Son pérdidas entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Se incluyen las pérdidas en los fusibles, conmutadores, conexiones, etc. El valor máximo admisible para $L_{cab_{cc}}$ (pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua) es 1,5%. B es un coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua:

$$B = (1 - L_{cab_{cc}})$$

$$B = (1 - 0,015)$$

$$B = 0,985_{cc}$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte continua es de 0,985.

5.4.3.8 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna (C)

Al igual que el anterior está relacionado con las pérdidas en el cableado, pero en este caso en la parte de corriente alterna. El valor máximo admisible para $L_{cab_{ca}}$ es 2% y un valor recomendable es el 0,5%. Elegiremos el valor máximo de pérdidas en el cableado que es de un 2%. C es un coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna:

$$C = (1 - L_{cab_{ca}})$$

$$C = (1 - 0,02)$$

$$C = 0,98_{ca}$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte alterna es de 0,98.

5.4.3.9 Pérdidas por disponibilidad (D)

Son las pérdidas por disponibilidad de la instalación, de forma parcial o total, debido a fallos en la red, mantenimiento, etc. Un valor adecuado para las pérdidas por dispersión es el 5%, este valor de perdidas será el que elijamos para nuestra instalación. D está relacionado con estas:

$$D = (1 - L_{disp})$$

$$D = (1 - 0,05)$$

$$D = 0,95$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas por disponibilidad de la instalación es de 0,95.

5.4.3.10 Pérdidas por el rendimiento del inversor (E)

Son las pérdidas ocasionadas por el rendimiento del inversor. Hay que atender a los valores de rendimiento europeo que no da el fabricante. En este caso el fabricante nos da un rendimiento europeo del 94,8%.

Por lo tanto, el valor de E que representa el valor de eficiencia del inversor es de 94,8%.

5.4.3.11 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador PMP (F)

Son las pérdidas por el no seguimiento del Punto de Máxima Potencia (PMP) y en los umbrales de arranque del inversor. Unos valores de referencia para estas pérdidas pueden ser entre el 5% y el 10%, nosotros tomaremos como un valor de referencia el 5%. F está relacionado con estas pérdidas de tal forma que:

$$F = (1 - L_{disp})$$

$$F = (1 - 0,05)$$

$$F = 0,95$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador es de 0,95.

5.4.3.12 Pérdidas por temperatura (Ptemp)

Las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas se calculan según la siguiente fórmula:

$$P_{temp}(\%) = 100 - 100 \cdot [1 - 0,0035 \cdot (T_c - 25)]$$

Siendo:

T_c= la temperatura de trabajo de las células solares

$$T_c = T_{amb} + (T_{ONC} - 20) \cdot (E/800)$$

Donde:

T_{amb} = Temperatura ambiente en °C

T_{ONC} = Temperatura de operación nominal del modulo fotovoltaico. Este valor lo proporciona el fabricante

E = Irradiancia solar en W/m^2

La temperatura de las células se eleva por encima de la temperatura ambiente de forma proporcional a la irradiancia incidente, lo que tiene como consecuencia una reducción del rendimiento de las mismas. La temperatura es un factor a tener en cuenta en el momento de estudiar el emplazamiento de la instalación. Lugares ventilados reducen la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos presentando mayores rendimientos que aquellas que no lo están. Es un factor importante en instalaciones que contemplen su integración como un elemento diferenciador.

A continuación calculamos la temperatura de trabajo de las células solares, las pérdidas debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas y el rendimiento energético de la instalación para cada mes:

Tabla V-IV Rendimiento energético de la instalación

Año	T °C	Tc	Ptemp	PR%
2009	15	34,49	3,32	69,16
Feb	15,5	34,99	3,50	69,01
Mar	13,5	32,99	2,80	69,61
Abr	12	31,49	2,27	70,06
May	12	31,49	2,27	70,06
Jun	11	30,49	1,92	70,36
Jul	11	30,49	1,92	70,36
Ago	12,5	31,99	2,45	69,91
Sep	14	33,49	2,97	69,46
Oct	12,5	31,99	2,45	69,91
Nov	13,5	32,99	2,80	69,61
Dic	14,5	33,99	3,15	69,31
Prom	13,08	32,57	2,65	69,74

Fuente: Tablas Excel por Fernanda Núñez

5.4.4 Estimación de la energía inyectada

Para realizar una estimación de la energía aportada por una instalación solar fotovoltaica a la red de baja tensión (E_p), basta con conocer el valor de la radiación disponible en el plano de captación y el rendimiento global de la instalación que se diseña. La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/m·día)

P_{mp} = Potencia pico del generador (kW_p) = 1023,75kW_p

PR = Rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio”

G_{CEM} = Constante de valor 1 kW/m²

A continuación calculamos la estimación de la energía inyectada al día para cada mes:

Tabla V-V Estimación de la energía proyectada

Mes	Gdm(0) Wh/m2.día	Gdm(α,β) kWh/m2.día	PR%	Ep kWh/m2.día	Días al mes	Ep kWh/m2
Ene	568,111	5,113	69,16	362.013,44	31	11.222.416,58
Feb	474,444	4,27	69,01	301.671,18	28	8.446.792,95
Mar	687,778	6,19	69,61	441.119,44	31	13.674.702,64
Abr	715,222	6,437	70,06	461.686,91	30	13.850.607,16
May	723,333	6,51	70,06	466.922,75	31	14.474.605,30
Jun	530,556	4,775	70,36	343.948,26	30	10.318.447,91
Jul	666,556	5,999	70,36	432.114,27	31	13.395.542,34
Ago	647	5,823	69,91	416.754,22	31	12.919.380,85
Sep	530,111	4,771	69,46	339.264,26	30	10.177.927,78
Oct	622,556	5,603	69,91	401.008,74	31	12.431.270,97
Nov	707,556	6,368	69,61	453.804,30	30	13.614.128,89
Dic	609,778	5,488	69,31	389.407,15	31	12.071.621,51
Promedio	623,583	5,612	69,73	400.809,576	30	12.216.453,740
Total						146.597.444,88

Fuente: Tablas Excel por Fernanda Núñez

Esto quiere decir que aproximadamente que con el sistema al 100% obtendremos una energía anual vertida a la red de 146.957 MW.

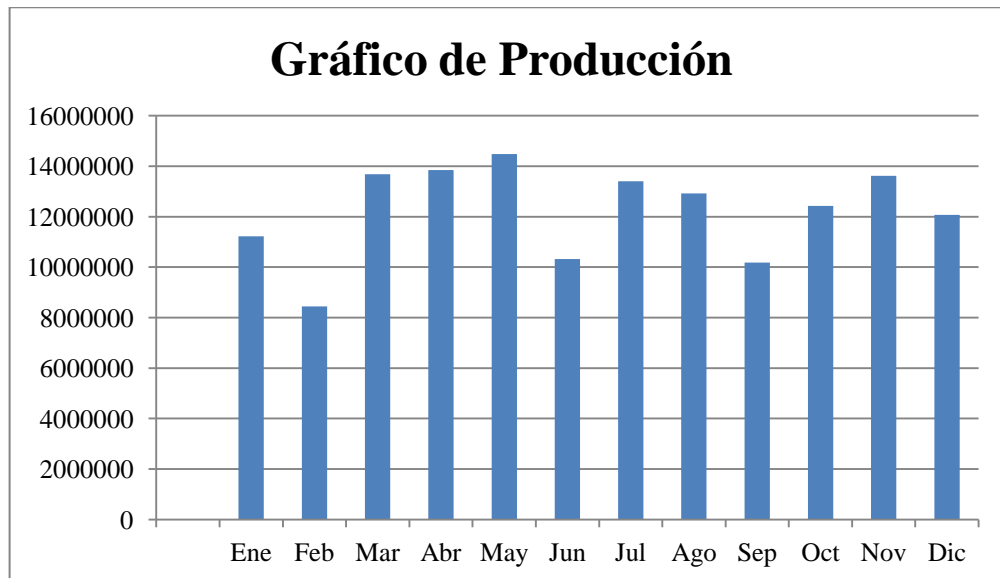


Figura V-1 Producción de energía

Fuente: Tablas Excel por Fernanda Núñez

5.5 Estructura soporte.

La estructura que va a soportar los módulos fotovoltaicos estará formada por un sistema de montaje con carriles y diferentes accesorios. Todos los materiales serán de acero galvanizado en caliente.

Los carriles para instalación tendrán las siguientes características:

- Sección dentada en forma de C mejora los esfuerzos a cortante.
- Marcada cada 5cm para facilitar el corte y el montaje.
- Gran flexibilidad gracias a las ranuras.
- Buena apariencia estética.

Los accesorios para permitir el montaje de la estructura y sus características serán las siguientes:

- Tuerca de carril para unir unos carriles con otros:
 - Sencillas, compactas, ahorran tiempo.
 - Una sola pieza hace la función de dos.
 - Fáciles de usar.
 - Universales: la misma tuerca vale para todos los carriles.
 - Galvanizado en caliente, 56 μm .

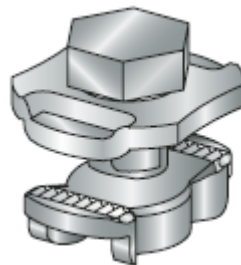


Figura V-2 Accesorios para el montaje de la estructura (tuerca)

- Base de carril para fijar los carriles al suelo y unir unos carriles con otros:
 - Fiable y fácil de usar.
 - Conexión de los carriles a cualquier material base.
 - Tornillo tuerca MQN-F puede ser premontada.
 - Material S235 JR según DIN EN 10 025.
 - Galvanizado en caliente, 56 µm.
 - Se deben cumplir las pautas de aplicación y aprobación de los anclajes.

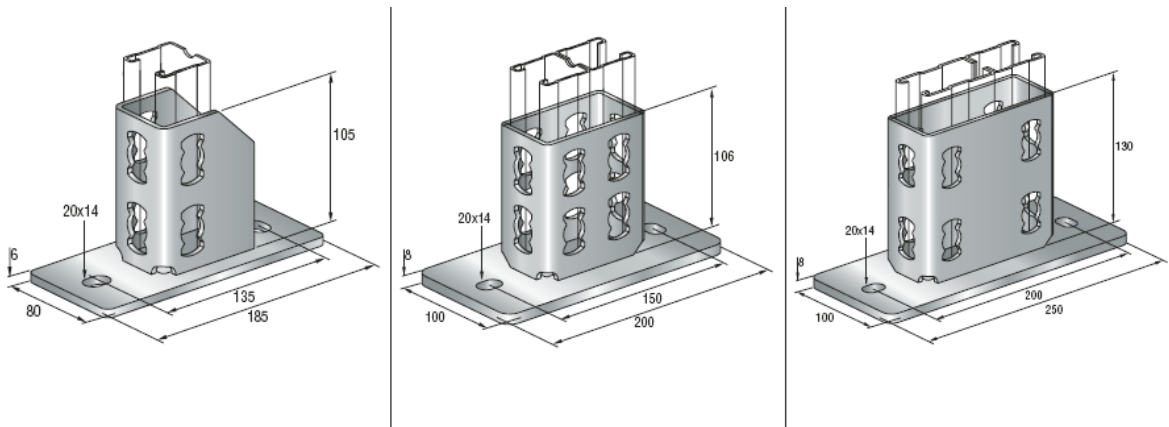


Figura V-3 Base de carril para fijar los carriles al suelo y unir unos carriles con otros

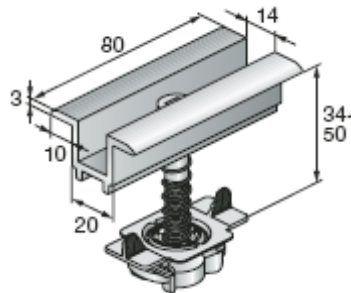
http://www.hilti.es/fstore/holes/LinkFiles/Catalogo_soluciones_aluminio_1.pdf



Figura V-4 Base de carril para fijar los carriles al suelo

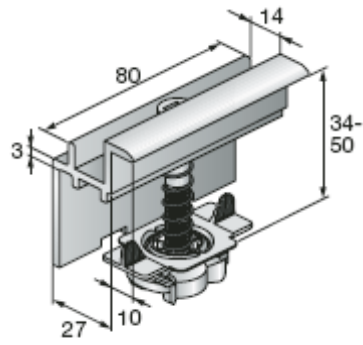
http://www.hilti.es/fstore/holes/LinkFiles/Catalogo_soluciones_aluminio_1.pdf

- Conectores de panel fotovoltaico para la fijación del panel solar al carril:
 - Totalmente preensamblado, la fácil instalación, tanto para las conexiones finales como las intermedias reduce el tiempo de instalación.
 - No se requieren elementos adicionales (tuercas, tornillos, etc.).
 - Su instalación es sencilla gracias al giro de 90° de la tuerca de fijación.
 - Expresamente diseñado para ajustarse a los distintos espesores de panel.
 - Cada pinza central cubre un amplio rango de paneles.
 - Material pinza aluminio extruido.
 - Tornillo muelle A2(1431).
 - Tuerca galvanizado en caliente para llave Allen 6mm.
 - Par de apriete K_p para pinza central y final 15 Nm.



FiguraV-5 Conectores de panel fotovoltaico para la fijación del panel solar al carril (I)

http://www.hilti.es/fstore/holes/LinkFiles/Catalogo_soluciones_aluminio_1.pdf



FiguraV-6 Conectores de panel fotovoltaico para la fijación del panel solar al carril (II)

http://www.hilti.es/fstore/holes/LinkFiles/Catalogo_soluciones_aluminio_1.pdf



Figura V-7 Perfecto ajuste a los distintos espesores de panel

http://www.hilti.es/fstore/holes/LinkFiles/Catalogo_soluciones_aluminio_1.pdf

En la siguiente figura podemos ver los datos técnicos de los distintos carriles:

Datos técnicos		Secciones de carril (galvanizado en caliente)										
Definición de ejes												
		MQ-21-F	MQ-21-HDG plus	MQ-41-F	MQ-41-HDG plus	MQ-52-F	MQ-72-F	MQ-21D-F	MQ-41D-F	MQ-41D-HDG plus	MQ-52-72D-F	MQ-124XD-F
Espesor de la sección	t [mm]	2.0	2.0	2.0	2.0	2.5	2.75	2.0	2.0	2.0	2.5/2.75	3.0
Area de la sección	A [mm ²]	165.3	165.3	245.1	245.1	352.1	492.8	330.6	490.3	490.3	844.9	1237.2
Peso del carril	[kg/m]	1.48	1.48	2.13	2.13	3.01	4.20	2.97	4.29	4.29	7.26	10.09
Longitudes	[m]	3/6	6	3/6	6	3/6	3/6	3/6	3/6	6	6	6
Material												
Carga permitida	σ_{perm} [N/mm ²]	152.6	188.3	152.6	175.3	152.6	152.6	152.6	152.6	175.3	152.6	152.6
Espesor de galvanizado (HDG plus), 70 μ m			●		●					●		
Espesor de galvanizado, 45 μ m		●		●		●	●	●	●		●	●
Propiedades mecánicas												
Eje Y												
Eje de gravedad "abierto" ¹⁾	e_1 [mm]	10.84	10.84	21.13	21.13	26.67	36.79	20.60	41.30	41.30	62.02	62.00
Eje de gravedad	e_2 [mm]	9.76	9.76	20.17	20.17	25.33	35.22	20.60	41.30	41.30	61.99	62.00
Momento de inercia	I_y [cm ⁴]	0.92	0.92	5.37	5.37	11.41	28.70	4.98	30.69	30.69	115.41	188.04
Módulo resistente "abierto"	W_{y1} [cm ³]	0.85	0.85	2.54	2.54	4.28	7.80	2.42	7.43	7.43	18.61	30.33
Módulo resistente	W_{y2} [cm ³]	0.94	0.94	2.66	2.66	4.50	8.15	2.42	7.43	7.43	18.62	30.33
Radio de giro	i_y [cm]	0.74	0.74	1.48	1.48	1.80	2.41	1.23	2.50	2.50	3.70	3.90
Momento flector ²⁾	M_y [Nm]	129.1	159.4	388.1	445.9	652.7	1190.4	369.0	1133.9	1302.5	2839.8	4628.1
Eje Z												
Momento de inercia	I_z [cm ⁴]	4.39	4.39	7.33	7.33	10.79	15.40	8.78	14.67	14.67	26.13	31.62
Módulo resistente	W_z [cm ³]	2.13	2.13	3.55	3.55	5.23	7.46	4.25	7.10	7.10	12.65	15.31
Radio de giro	i_z [cm]	1.63	1.63	1.73	1.73	1.75	1.77	1.63	1.73	1.73	1.76	1.60

Selección de la sección del carril:

- Los siguientes valores de carga, se refieren a una carga puntual F (kN), colocada en L/2.
- Para otras distribuciones de la carga, se puede considerar la suma de todas ellas como una puntual F(kN) colocada en L/2.
- Esta tabla es solo aproximada para un cálculo rápido. Se ha tenido en cuenta el peso propio del carril.
- Para las longitudes máximas señaladas en la tabla L(cm) no se supera la tensión máxima del acero $\sigma_{perm} = 160\text{N/mm}^2$, ni la flecha máxima del carril L/200.

Figura V-8 Datos técnicos Carriles

http://www.hilti.es/fstore/holes/LinkFiles/Catalogo_soluciones_aluminio_1.pdf

Los carriles elegidos que forman la estructura son el MQ-124X D-F y el MQ-52-72D-F

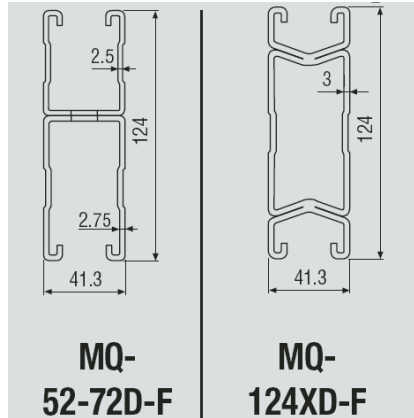


Figura V-9 Tipos de carriles para las estructuras

http://www.hilti.es/fstore/holes/LinkFiles/Catalogo_soluciones_aluminio_1.pdf

5.6 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia de medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia e será superior al valor obtenido por la expresión:

$$e = d * \frac{1}{2 * \tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Donde:

$1 / \tan(61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la Tabla V-VI, en función de la latitud del lugar.

Tabla V-VI valores significativos de k

Latitud	0°	1.39°	15°	29°	37°	41°	43°	45°
k	0,554	0,586	0,965	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078

Fuente: http://solar.nmsu.edu/wp_guide/energia.html

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

Latitud: $1,39^\circ \cong 2^\circ$

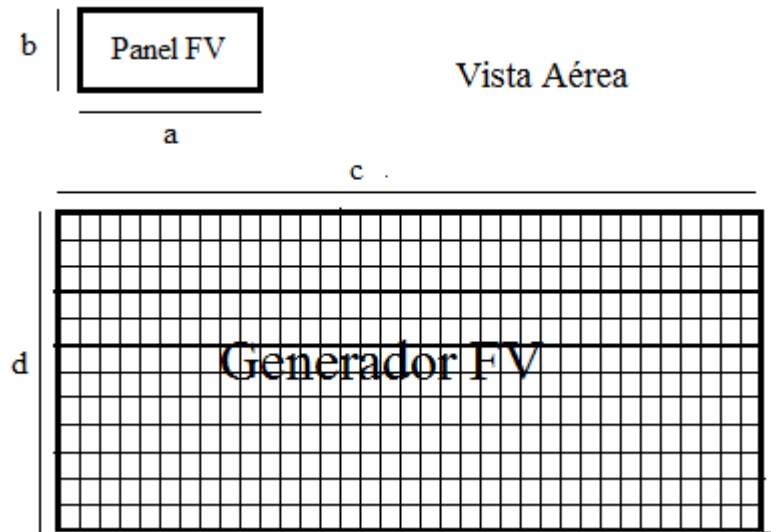


Figura V-10 Distancia mínima entre generadores (Vista Aérea)

Fuente: por Fernanda Núñez

Donde:

$$a = 1.58 \text{ m}$$

$$b = 0.808 \text{ m}$$

$$c = a \times 35 = 1,58 \times 35 = 55,3 \text{ m}$$

$$d = b \times 15 = 0.808 \times 15 = 12,12 \text{ m}$$

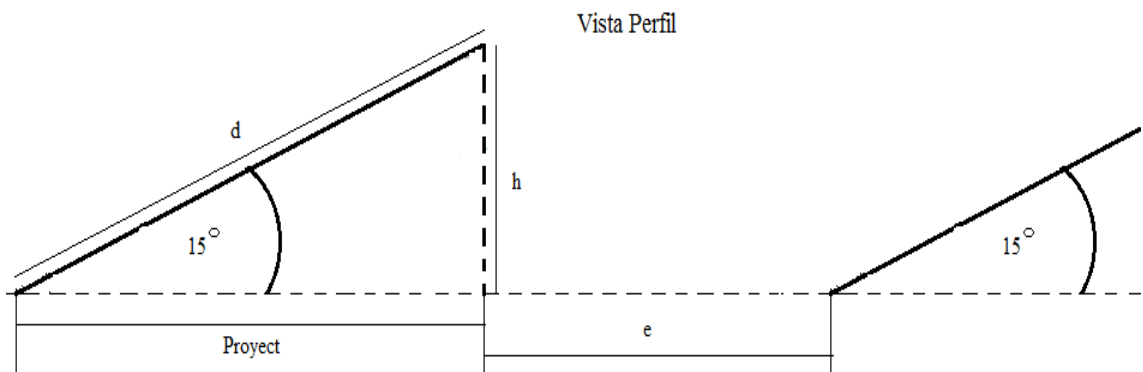


Figura V-11 Distancia mínima entre generadores (Vista Perfil)

Fuente: por Fernanda Núñez

$$h = d * \sin 15^\circ$$

$$h = 12,12 * \sin 15^\circ$$

$$h = 3,136m$$

$$Proyec = d * \cos 15^\circ$$

$$Proyec = 12,12 * \cos 15^\circ$$

$$Proyec = 11,707m$$

$$e = d * \frac{1}{2 * \tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

$$e = (12,12) * \frac{1}{2 * \tan(61^\circ - 1,39^\circ)}$$

$$e = 3,554m$$

$$Ancho = Proyec + e$$

$$Ancho = 11,707 + 3,554$$

$$Ancho = 15,261m$$

La planta fotovoltaica tendrá una potencia pico total de 1.023,75 MW y estar compuesta por 10 generadores de 100kW de potencia nominal, por lo que el número de módulos y paneles será el siguiente:

Tabla V-VII Tabla de resumen de la configuración global

Campo	Potencia (kW)	Número Módulos	Área Módulos (m ²)	Módulos en serie	Número de series
1	102.375	525	670,24	15	35
2	102.375	525	670,24	15	35
3	102.375	525	670,24	15	35
4	102.375	525	670,24	15	35
5	102.375	525	670,24	15	35
6	102.375	525	670,24	15	35
7	102.375	525	670,24	15	35
8	102.375	525	670,24	15	35
9	102.375	525	670,24	15	35
10	102.375	525	670,24	15	35
Total	1.023.750	5.250	6.702,4	150	350

Fuente: Cálculos por Fernanda Nuñez

Los generadores fotovoltaicos tendrán una elevación de 15° (explicados en el apartado 4.2.4), entre generador y generador habrá una distancia de separación de aproximadamente 3,55m para evitar pérdidas por sombras.

El área total que ocupara la instalación de los generadores fotovoltaicos será de aproximadamente 12.553,93m², el plano de instalación así como los diagramas de conexión a la red están especificado en el Anexo B.

CAPÍTULO VI

INSTALACIÓN ELÉCTRICA

6.1 Cálculo del centro de protección y medida

Se dispondrá un centro de protección y medida al lado del apoyo en el que la línea aérea pasa a subterránea, el cual servirá de maniobra, protección y medida de dicha línea.

6.1.1 Intensidad de alta tensión

La intensidad nominal del centro es la máxima que podrá circular por la aparamenta, es decir $I_n=400A$.

6.1.2 Cortocircuitos

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se determina una potencia de cortocircuito de 10 MVA en la red de distribución, dato proporcionado por la Compañía suministradora.

6.1.2.1 Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito

Para la realización del cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las expresiones:

Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de alta tensión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Siendo:

S_{cc} = Potencia de cortocircuito de la red en MVA.

U = Tensión primaria en kV.

I_{ccp} = Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

6.1.2.2 Cortocircuito en el lado de Media Tensión

Utilizando la fórmula expuesta anteriormente con:

$S_{cc} = 10$ MVA.

$U = 13,8$ kV.

Y sustituyendo valores tendremos una intensidad primaria máxima para un cortocircuito en el lado de M.T. de:

$$I_{ccp} = \frac{10}{\sqrt{3} * 13,8}$$

$I_{ccp} = 0,42$ kA

6.1.3 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra

6.1.3.1 Investigación de las características del suelo

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de protección y medida, se determina una resistividad media superficial = 150 Ω m.

6.1.3.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo correspondiente de eliminación de defecto

Dado que se prevé que la tensión de servicio pase en un futuro a 20 kV y que, cuando se produzca esta circunstancia se conservarán los valores característicos actuales del régimen de neutro, la instalación de tierras se dimensionará para la situación más desfavorable, que va a ser la de 20 kV. Por tanto, los cálculos que siguen van referidos a una tensión de 20 kV. Según los datos de la red proporcionados por la compañía suministradora (EERSA), el tiempo máximo de eliminación del defecto es de 0.35 s pero tomamos el valor de 1 s para tener mayor margen de error. Los valores de K y n para calcular la tensión máxima de contacto aplicada según MIE- RAT 13 en el tiempo de defecto son:

$$K = 78,5$$

$$n = 0,18$$

Por otra parte, los valores de la impedancia de puesta a tierra del neutro, corresponden a:

$$R_n = 40 \Omega$$

$$X_n = 0 \Omega$$

Con:

$$|Z_n| = \sqrt{R_n^2 + X_n^2}$$

La intensidad máxima de defecto se producirá en el caso hipotético de que la resistencia de puesta a tierra del Centro de Transformación sea nula. Dicha intensidad será, por tanto igual a:

$$I_d^{max} = \frac{U_{smax}}{\sqrt{3} * Z_n}$$

Donde:

$$U_{\text{max}}=20000 \text{ V}$$

Con lo que el valor obtenido es $I_d=288.68 \text{ A}$, valor que la Compañía redondea a 300^{a}

6.1.3.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra

a) Tierra de protección

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero puedan estarlo a consecuencia de averías o causas fortuitas, tales como los chasis y los bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos según el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", conforme a las características del centro de transformación objeto del presente cálculo, siendo, entre otras, las siguientes:

Para la tierra de protección optaremos por un sistema de las características que se indican a continuación:

- Parámetros característicos:

$$K_r = 0.135 \text{ } \Omega / (\Omega * \text{m}).$$

$$K_p = 0.0252 \text{ V}/(\Omega * \text{m} * \text{A}).$$

- Descripción:

Estará constituida por 3 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 2.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 6 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros K_r y K_p de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas del Centro (R_t), intensidad y tensión de defecto correspondientes (I_d , U_d), utilizaremos las siguientes fórmulas:

Resistencia del sistema de puesta a tierra, R_t :

$$R_t = K_r * \sigma$$

Intensidad de defecto, I_d :

$$I_d = \frac{U_{smax} * V}{\sqrt{3} \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}}$$

Donde:

$U_{smax}=20000$

Tensión de defecto, U_d :

$$U_d = I_d * R_t$$

Siendo:

$\sigma = 150 \Omega.m$

$$K_r = 0.135 \Omega/(\Omega \text{ m})$$

Se obtienen los siguientes resultados:

$$R_t = 20.3 \Omega$$

$$I_d = 191.65 \text{ A}$$

$$U_d = 3880.9 \text{ V.}$$

El aislamiento de las instalaciones de baja tensión del C.T. deberá ser mayor o igual que la tensión máxima de defecto calculada (U_d), por lo que deberá ser como mínimo de 4000 Voltios.

De esta manera se evitará que las sobretensiones que aparezcan al producirse un defecto en la parte de Media Tensión deterioren los elementos de Baja Tensión del centro, y por ende no afecten a la red de Baja Tensión.

Comprobamos asimismo que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 Amperios, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales.

b) Tierra de servicio.

Se conectarán a este sistema los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características de las picas serán las mismas que las indicadas para la tierra de protección. La configuración escogida se describe a continuación:

- Parámetros característicos:

$$K_r = 0.135 \Omega/(\Omega *m).$$

$$K_p = 0.0252 \text{ V}/(\Omega *m*A).$$

- Descripción:

Estará constituida por 3 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 2.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 6 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros K_r y K_p de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 37 Ω . Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación de Baja Tensión protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA, no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24 Voltios ($=37 \times 0,650$).

Existirá una separación mínima entre las picas de la tierra de protección y las picas de la tierra de servicio a fin de evitar la posible transferencia de tensiones elevadas a la red de Baja Tensión.

Donde:

$$R_t = 0,135 * 150 = 20,3\Omega$$

Que vemos que es inferior a 37 Ω .

6.1.3.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierras

a) Tierra de protección

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas del Centro (R_t), intensidad y tensión de defecto correspondientes (I_d , U_d), utilizaremos las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, R_t :

$$R_t = K_r * \sigma$$

- Intensidad de defecto, I_d :

$$I_d = \frac{U_{smax} * V}{\sqrt{3} * \sqrt{(R_n + R_t) + X_n^2}}$$

Donde:

$$U_{smax}=20000$$

- Tensión de defecto. U_d :

$$U_d = I_d * R_t$$

Siendo:

$$\sigma=150\Omega m$$

$$K_r=0.135\Omega/\Omega m$$

Se obtienen los siguientes resultados

$$R_t=20.3\Omega$$

$$I_d=191.65A$$

$$U_d=3880.9V$$

El aislamiento de las instalaciones de baja tensión del C.T. deberá ser mayor o igual que la tensión máxima de defecto calculada (U_d), por lo que deberá ser como mínimo de 4000 Voltios.

De esta manera se evitará que las sobretensiones que aparezcan al producirse un defecto en la parte de Media Tensión deterioren los elementos de Baja Tensión del centro, y por ende no afecten a la red de Baja Tensión.

Comprobamos asimismo que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 Amperios, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales.

b) Tierra de servicio

Se conectarán a este sistema los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características de las picas serán las mismas que las indicadas para la tierra de protección. La configuración escogida se describe a continuación:

- Parámetros característicos:

$$K_r = 0.135 \Omega / (\Omega * m).$$

$$K_p = 0.0252 V / (\Omega * m * A).$$

- Descripción: Estará constituida por 3 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 2.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 6 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros K_r y K_p de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 37Ω . Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación de Baja Tensión protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA, no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24 Voltios ($=37 \times 0,650$).

Existirá una separación mínima entre las picas de la tierra de protección y las picas de la tierra de servicio a fin de evitar la posible transferencia de tensiones elevadas a la red de Baja Tensión. Dicha separación está calculada en el apartado **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de esta sección.

6.1.3.5 Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejas de ventilación metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá determinada por las características del electrodo y de la resistividad del terreno, por la expresión:

$$U_p = K_p * \sigma * I_d$$

$$U_p = 0,0252 * 150 * 191,65$$

$$U_p = 724,4V$$

6.1.3.6 Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación

El piso del Centro estará constituido por un mallado electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 m. Este mallado se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección del Centro. Con esta disposición se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, esta sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior. Este mallado se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm. de espesor como mínimo.

El edificio de hormigón deberá estar construido de tal manera que, una vez fabricado, su interior sea una superficie equipotencial. Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial estarán unidas entre sí mediante soldadura eléctrica.

Así pues, no será necesario el cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación, puesto que su valor será prácticamente nulo.

No obstante, y según el método de cálculo empleado, la existencia de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra implica que la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de defecto, que se obtiene mediante la expresión:

$$U_{p\text{acceso}} = U_d = R_t * I_d$$

$$U_{p\text{acceso}} = 20,3 * 191,65$$

$$U_{p\text{acceso}} = 3880,9V$$

6.1.3.7 Cálculo de las tensiones aplicadas

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, que se puede aceptar, será:

$$U_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Siendo:

U_{ca} = Tensión máxima de contacto aplicada en Voltios

$K = 78,5$

$n = 0,18$

t = Duración de la falta en segundos: 1 s

Obtenemos el siguiente resultado:

$$U_{ca} = 78,5V$$

Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en el exterior, y en el acceso al Centro, emplearemos las siguientes expresiones:

$$U_{p\text{ exterior}} = 10 \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{6 * \sigma}{1000} \right)$$

$$U_{p\text{ acceso}} = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{6 * \sigma + 3 * \sigma h}{1000} \right)$$

Siendo:

U_p = Tensiones de paso en Voltios

$K = 78,5$

$n = 0,18$

t = Duración de la falta en segundos: 1 s

σ = Resistividad del terreno

σh = Resistividad del hormigón = 3.000 $\Omega.m$

Obtenemos los siguientes resultados:

$$U_{p\text{ exterior}} = 1491,5 V$$

$$U_{p\text{acceso}} = 8203,3 \text{ V}$$

Así pues, comprobamos que los valores calculados son inferiores a los máximos admisibles:

- en el exterior: $U_p = 724.4 \text{ V}$. $<U_p(\text{exterior}) = 1491.5 \text{ V}$.
- en el acceso al C.T.: $U_d = 3880.9 \text{ V}$. $<U_p(\text{acceso}) = 8203.3 \text{ V}$.

6.1.3.8 Investigación de tensiones transferibles al exterior

Al no existir medios de transferencia de tensiones al exterior no se considera necesario un estudio previo para su reducción o eliminación.

No obstante, con el objeto de garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima $D_{\text{mín}}$, entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio, determinada por la expresión:

$$D_{\text{mín}} = \frac{\sigma * I_d}{2000 * \pi}$$

Con

$$\sigma = 150 \Omega \cdot \text{m}$$

$$I_d = 191,65 \text{ A}$$

Obtenemos el valor de dicha distancia:

$$D_{\text{mín}} = 4.58 \text{ m}$$

6.2 Cálculos Centros de Transformación

Se dispondrá de dos centros de transformación, cuyo objetivo es el de transformar la tensión de 400 V a 13800 V para poder conectar con la línea aérea más próxima de EERSA

6.2.1 Intensidad de media tensión

En un sistema trifásico, la intensidad primaria I_p viene determinada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3}U}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

U = Tensión compuesta primaria en kV = 13,8 kV

I_p = Intensidad primaria en Amperios

Sustituyendo valores, tendremos:

Tabla VI-I Intensidad Media Tensión

Potencia del transformador (kVA)	I_p (A)
630	26,36

Fuente: Cálculos por Fernanda Nuñez

Siendo la intensidad total primaria de 26,36 Amperios.

6.2.2 Intensidad de baja tensión

En un sistema trifásico la intensidad secundaria I_s viene determinada por la expresión:

$$I_s = \frac{S - W_{fe} - W_{fu}}{\sqrt{3} * U}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

W_{fe} = Pérdidas en el hierro

W_{cu} = Pérdidas en los arrollamientos

U = Tensión compuesta en carga del secundario en kilovoltios = 0.4 kV

I_s = Intensidad secundaria en Amperios

Sustituyendo valores, tendremos:

Tabla VI-II Intensidad Baja Tensión

Potencia del transformador (kVA)	Is (A)
630	898,07

Fuente: Cálculos por Fernanda Núñez

6.2.3 Cortocircuitos

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se determina una potencia de cortocircuito de 10 MVA en la red de distribución, dato proporcionado por la Compañía suministradora.

6.2.3.1 Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito

Para la realización del cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las expresiones:

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de media tensión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Siendo:

S_{cc} = Potencia de cortocircuito de la red en MVA

U = Tensión primaria en kV

I_{ccp} = Intensidad de cortocircuito primaria en kA

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de baja tensión:

No la vamos a calcular ya que será menor que la calculada en el punto anterior.

- Intensidad secundaria para cortocircuito en el lado de baja tensión (despreciando la impedancia de la red de alta tensión):

$$I_{ccs} = \frac{S}{\sqrt{3} * \frac{U_{cc}}{100} * U_s}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

Ucc = Tensión porcentual de cortocircuito del transformador

Us = Tensión secundaria en carga en voltios

Iccs= Intensidad de cortocircuito secundaria en kA

6.2.3.2 Cortocircuito en el lado de Alta Tensión

Utilizando la fórmula expuesta anteriormente con:

Scc = 10 MVA

U = 13.8 kV

y sustituyendo valores tendremos una intensidad primaria máxima para un cortocircuito en el lado de A.T. de:

$$I_{ccp} = \frac{10}{\sqrt{3} * 13.8}$$

Iccp=0,42kA

6.2.3.3 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Utilizando la fórmula expuesta anteriormente y sustituyendo valores, tendremos:

Tabla VI-III Cortocircuito en el lado de BT

Potencia del transformador (kVA)	Ucc (%)	Iccs (kA)
630	4	22,73

Fuente: Cálculos por Fernanda Nuñez

Siendo:

Ucc: Tensión de cortocircuito del transformador en tanto por ciento.

Iccs: Intensidad secundaria máxima para un cortocircuito en el lado de baja tensión.

6.2.4 Selección de las protecciones de alta y baja tensión

- ALTA TENSIÓN

No se instalarán fusibles de alta tensión al utilizar como interruptor de protección un disyuntor en atmósfera de hexafluoruro de azufre, y ser éste el aparato destinado a interrumpir las corrientes de cortocircuito cuando se produzcan.

- BAJA TENSIÓN

Los elementos de protección de las salidas de Baja Tensión del C.T., serán fusibles tipo cuchilla de intensidad nominal 160 A y poder de corte 100 kA.

6.2.5 Dimensiones del pozo apagafuegos

El foso de recogida de aceite tiene que ser capaz de alojar la totalidad del volumen de agente refrigerante que contiene el transformador en caso de su vaciamiento total.

Tabla VI-IV Dimensionamiento Pozo Apagafuegos

Potencia del transformador (kVA)	Volumen mínimo del foso (litros)
630	440

Fuente: Cálculos por Fernanda Nuñez

Dado que el foso de recogida de aceite del prefabricado será de 760 litros para cada transformador, no habrá ninguna limitación en este sentido.(Datos sugeridos por el fabricante)

6.2.6 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra

6.2.6.1 Investigación de las características del suelo

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina una resistividad media superficial = 150 Ω m.

6.2.6.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo correspondiente de eliminación de defecto

El neutro de la red de distribución en Media Tensión está conectado rígidamente a tierra. Por ello, la intensidad máxima de defecto dependerá de la resistencia de puesta a tierra de protección del Centro, así como de las características de la red de MT.

Para un valor de resistencia de puesta a tierra del Centro de 8.6Ω , la intensidad máxima de defecto a tierra es 255 Amperios y el tiempo de eliminación del defecto es inferior a 0.7 segundos, según los datos calculados en el apartado de puesta a tierra de los apoyos de la línea aérea. Los valores de K y n para calcular la tensión máxima de contacto aplicada según MIE-RAT 13 en el tiempo de defecto son:

$$K = 72 \text{ y } n = 1.$$

6.2.6.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra

a) Tierra de protección.

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero puedan estarlo a consecuencia de averías o causas fortuitas, tales como los chasis y los bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos según el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", editado por EERSA, conforme a las características del centro de transformación objeto del presente cálculo, siendo, entre otras, las siguientes:

- Para la tierra de protección optaremos por un sistema de las características que se indican a continuación:

- Identificación: método de cálculo de tierras de EERSA

- Parámetros característicos

$$K_r = 0.0572 \Omega / (\Omega * m).$$

$$K_p = 0.00345 V / (\Omega * m * A).$$

- Descripción: Estará constituida por 8 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 2.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 21 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros K_r y K_p de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

b) Tierra de servicio

Se conectará a este sistema el neutro del transformador.

Las características de las picas serán las mismas que las indicadas para la tierra de protección. La configuración escogida se describe a continuación:

- Identificación: método de cálculo de tierras de EERSA.
- Parámetros característicos:

$$K_r = 0.0572 \Omega/(\Omega *m).$$

$$K_p = 0.00345 V/(\Omega *m*A).$$

- Descripción: Estará constituida por 8 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 2.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 21 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros K_r y K_p de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 37 Ω . Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación de Baja Tensión protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA., no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24 Voltios ($=37 \times 0,650$).

Existirá una separación mínima entre las picas de la tierra de protección y las picas de la tierra de servicio a fin de evitar la posible transferencia de tensiones elevadas a la red de Baja Tensión. Dicha separación está calculada en el apartado 6.2.6.8 mas adelante.

6.2.6.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierras

a) Tierra de protección.

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas del Centro (R_t), y tensión de defecto correspondiente (U_d), utilizaremos las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, R_t : $R_t = K_r * \sigma$
- Tensión de defecto, U_d : $U_d = I_d * R_t$

Siendo:

$$\sigma = 150 \Omega \cdot m$$

$$K_r = 0.0572 \Omega / (\Omega \cdot m)$$

$$I_d = 255 A$$

Se obtienen los siguientes resultados:

$$R_t = 8.6 \Omega.$$

$$U_d = 2187.9 V$$

El aislamiento de las instalaciones de baja tensión del C.T. deberá ser mayor o igual que la tensión máxima de defecto calculada (U_d), por lo que deberá ser como mínimo de 4000 Voltios.

De esta manera se evitará que las sobretensiones que aparezcan al producirse un defecto en la parte de Alta Tensión deterioren los elementos de Baja Tensión del centro, y por ende no afecten a la red de Baja Tensión.

Comprobamos asimismo que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 Amperios, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales.

b) Tierra de servicio

$$R_t = K_r * \sigma$$

$$R_t = 0,0572 * 150 = 8,6\Omega$$

Que vemos que es inferior a 37 Ω .

6.2.6.5 Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejas de ventilación metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá determinada por las características del electrodo y de la resistividad del terreno, por la expresión:

$$U_p = K_p * \sigma * I_d$$

$$U_p = 0,00345 * 150 * 225 = 132V$$

6.2.6.6 Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación

El piso del Centro estará constituido por un mallado electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm, formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 m. Este mallado se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección del Centro. Con esta disposición se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, está sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior. Este mallado se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm. de espesor como mínimo.

El edificio de hormigón deberá estar construido de tal manera que, una vez fabricado, su interior sea una superficie equipotencial. Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial estarán unidas entre sí mediante soldadura eléctrica.

Esta armadura equipotencial se conectará al sistema de tierras de protección (excepto puertas y rejillas, que como ya se ha indicado no tendrán contacto eléctrico con el sistema equipotencial; debiendo estar aisladas de la armadura con una resistencia igual o superior a 10.000 ohmios a los 28 días de fabricación de las paredes).

Así pues, no será necesario el cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación, puesto que su valor será prácticamente nulo.

No obstante, y según el método de cálculo empleado, la existencia de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra implica que la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de defecto, que se obtiene mediante la expresión:

$$U_{p\text{ acceso}} = U_d * I_d = 8,6 * 255 = 2187,9V$$

6.2.6.7 Cálculo de las tensiones aplicadas

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, que se puede aceptar, será:

$$U_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Siendo:

U_{ca} = Tensión máxima de contacto aplicada en Voltios

$K = 72$

$n = 1$

t = Duración de la falta en segundos: 0.7 s

Obtenemos el siguiente resultado:

$$U_{ca} = 102.86 \text{ V}$$

Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en el exterior, y en el acceso al Centro, emplearemos las siguientes expresiones:

$$U_{p\text{ exterior}} = 10 \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{6 * \sigma}{1000} \right)$$

$$U_{p\text{ acceso}} = 10 \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{3 * \sigma + 3 * \sigma h}{1000} \right)$$

Siendo:

U_p = Tensiones de paso en Voltios

$$K = 72$$

$$n = 1$$

t = Duración de la falta en segundos: 0.7 s

σ = Resistividad del terreno.

σh = Resistividad del hormigón = 3.000 $\Omega \cdot m$

Obtenemos los siguientes resultados:

$$U_{p(\text{exterior})} = 1954.3 \text{ V}$$

$$U_{p(\text{acceso})} = 10748.6 \text{ V}$$

Así pues, comprobamos que los valores calculados son inferiores a los máximos admisibles:

- en el exterior: $U_p = 132 \text{ V}$. $< U_{p(\text{exterior})} = 1954.3 \text{ V}$.
- en el acceso al C.T.: $U_d = 2187.9 \text{ V}$. $< U_{p(\text{acceso})} = 10748.6 \text{ V}$.

6.2.6.8 Investigación de tensiones transferibles al exterior

Al no existir medios de transferencia de tensiones al exterior no se considera necesario un estudio previo para su reducción o eliminación.

No obstante, con el objeto de garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima $D_{mín}$, entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio, determinada por la expresión:

$$D_{mín} = \frac{\sigma * I_d}{2000 * \pi}$$

Con:

$$\sigma = 150 \Omega.m$$

$$I_d = 255 A$$

Obtenemos el valor de dicha distancia:

$$mín = 6.09 m.$$

6.3 Cálculo línea subterránea media tensión

Se tenderá una línea subterránea desde el punto de entronque en el CT de la Compañía hasta el centro de protección y medida, a partir de dicho centro irá hasta el centro de transformación número 1, y desde éste último conectará el centro de transformación número 2 formando un anillo.

6.3.1 Datos de la línea

Tabla VI-V Datos de línea

Tensión de la Red	13,8 kV
Potencia a Transportar	630kVA*2=1260kVA
Longitud de la línea	375m
Potencia de cortocircuito	10MVA
Cos φ	0,9
Tiempo de eliminación de la falta	0,7s
Conexión del neutro	Rígido a tierra
c.d.t. máxima permitida	5%
Tipo de conductores a utilizar	Unipolares tipo HEPRZ1-12/20 kV
Naturaleza de los conductores	Aluminio
Montaje de los mismos	Se alojarán en zanja de 1 m de profundidad y 0.5 m de anchura bajo tubo de PVC de 160 mm de diámetro, tres conductores por tubo.

Fuente: <http://www.schneider-electric.com/site/tasks/sites/press/docs/documents.local.productos-servicios.formacion-isef.150003K09.pdf>

6.3.2 Criterios de cálculo

Los criterios a tener en consideración serán:

- 1) Por intensidad máxima admisible del conductor.
- 2) Por intensidad térmica producida por un cortocircuito.
- 3) Por caída de tensión.

6.3.3 Cálculos justificativos

6.3.3.1 Criterio, por intensidad máxima admisible

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$

$$I = \frac{1260s}{\sqrt{3} * 13,8} \approx 53A$$

Siendo:

$$S = 630 \text{ kVA} * 2 = 1260 \text{ kVA}$$

$$U = 13,8 \text{ kV.}$$

Factores de corrección

- Por distancia entre ternos o cables tripolares: 2Ternos en contacto en la zanja en el peor de los casos $f_{c1}=0.8$
- Por profundidades de instalación distintas de 1 m: Profundidad de 0.6 en el peor caso m. $f_{c2}=1.04$

La intensidad máxima de los conductores será:

$$\text{Conductores de } 95 \text{ mm}^2: I_n = 200 * 0.78 * 1.04 = 166.4 \text{ A.}$$

$$\text{Conductores de } 120 \text{ mm}^2: I_n = 230 * 0.8 * 1.04 = 191.36 \text{ A.}$$

$$\text{Conductores de } 150 \text{ mm}^2: I_n = 255 * 0.8 * 1.04 = 212.16 \text{ A.}$$

Inicialmente el conductor de 95 mm² sería válido para dicha intensidad pero hay que comprobarlo en los apartados siguientes.

6.3.3.2 Criterio, por intensidad térmica producida por un cortocircuito

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} = \frac{10}{\sqrt{3} * 13,8} \approx 0,42kA$$

Siendo:

$$S_{cc}: \text{potencia de cortocircuito} = 10 \text{ MVA}$$

La densidad admisible de corriente de cortocircuito en A/mm², de acuerdo con la tabla siguiente:

Tabla VI-VI Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de aluminio

Tipo de Aislamiento		$\Delta\theta^*(K)$	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
			0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC	Sección $\leq 300\text{mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
	Sección $> 300\text{mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE,EPR, HEPR		160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR Uo/U \leq 18/30 kV		145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT02.htm>

Donde:

$\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito

La sección del conductor según el cortocircuito y la duración del cortocircuito serán:

$$S = \frac{I_{cc}}{\delta_{th}}$$

Siendo:

S: sección del conductor.

δ_{th} : densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, extrapolando de la tabla para una duración de cortocircuito de 0.7 s = 115 A/mm².

$$S = \frac{16000}{115} \approx 139,13$$

$$S=139,13\text{mm}^2$$

Las intensidades de cortocircuito máximas admisibles para diferentes secciones de los conductores serán:

$$I_{max} = \frac{k * S}{\sqrt{t}}$$

Siendo:

k: densidad de corriente admisible de cortocircuito para una duración de 1 s.

$$I_{max95} = \frac{89 * 95}{0,7} = 10105,66A$$

$$I_{max120} = \frac{89 * 120}{\sqrt{t0,7}} = 12765,04A$$

$$I_{max150} = \frac{89 * 150}{\sqrt{0,7}} = 15956,3A$$

La temperatura real de los conductores será:

$$\theta_r = \left[(\theta_{max.adm} - \theta_{adm.cond}) * \frac{I^2}{I_{adm.cond}^2} \right] + \theta_{adm}$$

Siendo:

Θ_r = temperatura real de los conductores.

$\theta_{max.adm}$ = temperatura máxima admisible por el conductor, para HEPRZ1=105 °C.

$\theta_{amb.cond}$ = temperatura ambiente de los conductores.

Θ_{amb} = temperatura ambiente.

I_r = intensidad real que va a circular por los conductores:= 56 A

$I_{adm.cond}$ = intensidad admisible para los conductores

$$\theta_{r95} = \left[(105 - 25) * \frac{56^2}{166,4^2} \right] + 25 \approx 35^\circ\text{C}$$

$$\theta_{r120} = \left[(105 - 25) * \frac{56^2}{191,36^2} \right] + 25 \approx 32^\circ\text{C}$$

$$\theta_{r150} = \left[(105 - 25) * \frac{56^2}{212,16^2} \right] + 25 \approx 31^\circ\text{C}$$

Si interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito real, es decir la correspondiente a nuestra temperatura inicial θ_i calculada anteriormente (diferente a la máxima asignada al conductor para servicio permanente θ_s , basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección siguiente:

$$\sqrt{\frac{\ln \frac{O_{cc} + \beta}{O_i + \beta}}{\ln \frac{O_{cc} + \beta}{O_s + \beta}}}$$

Donde $\beta = 228$ para el aluminio.

$$I_{max} = \frac{k * S}{\sqrt{t}} * \sqrt{\frac{\ln \frac{O_{cc} + \beta}{O_i + \beta}}{\ln \frac{O_{cc} + \beta}{O_s + \beta}}}$$

$$I_{max95} = \frac{89 * 95}{0,7} * \sqrt{\frac{\ln \frac{250+228}{35+228}}{\ln \frac{250+228}{105+228}}} = 129922,2A$$

$$I_{max120} = \frac{89 * 120}{0,7} * \sqrt{\frac{\ln \frac{250+228}{31+228}}{\ln \frac{250+228}{105+228}}} = 16568A$$

Entonces la densidad térmica real del conductor será:

$$\delta_{th95} = \frac{129922}{95} \approx 136,76A/mm^2$$

$$S \geq \frac{I_{cc}}{\delta_{th}} = \frac{16000}{136,76} \approx 117mm^2$$

Esta sección no sería válida con lo que probaremos con una sección superior:

$$\delta_{th120} = \frac{16568}{120} \approx 138A/mm^2$$

$$S \geq \frac{I_{cc}}{\delta_{th}} = \frac{16000}{138} \approx 116mm^2$$

Por lo tanto, queda demostrado que la sección a instalar es la de 120 mm² por intensidad térmica de cortocircuito.

6.3.3.3 Criterio por caída de tensión en la línea

$$e = \frac{\% * U}{100} = \frac{5 * 13800}{100} = 690V$$

La resistencia y reactancia inductiva de los conductores es:

$$R_{105^\circ} = 0.340 \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.112 \Omega/\text{km}$$

La caída de tensión en la línea será:

$$\Delta e = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi)$$

Siendo:

L= longitud de la línea en km.

I= intensidad prevista a circular por la línea.

$$\Delta e = \sqrt{3} * 0,375 * 56 * (0,340 * 0,9 + 0,112 * 0,436) = 12,91V$$

$$\Delta e = \frac{12,91 * 100}{13800} = 0,094\%$$

$$0,094\% < 5\%$$

6.3.3.4 Resultados

Una vez calculados todos los criterios llegamos a la conclusión de que la sección de los conductores a instalar es la de 120 mm².

6.3.4 Pérdidas de potencia

Por último nos interesa calcular la pérdida de potencia que tenemos en dicha línea con la sección calculada que será:

$$\Delta P = 3 * R * L * I^2$$

$$\Delta P = 3 * 0.340 * 0.375 * 56^2 = 1199.52W$$

$$\Delta P \approx 1.2kW$$

6.4 Cálculo puestas a tierra

6.4.1 Puesta a tierra de los receptores de baja tensión

6.4.1.1 Uniones a tierra

Para poder diseñar la puesta a tierra de los receptores de Baja Tensión, debemos atender a la Instrucción Técnica Complementaria número 18 (ITC-BT-18) del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Según esta ITC las disposiciones de puesta a tierra pueden ser utilizadas a la vez o separadamente, por razones de protección o razones funcionales, según las prescripciones de la instalación.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las ITC aplicables a cada instalación.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de sollicitaciones mecánicas, térmicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplar los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

6.4.1.2 Tomas de tierra

Para la toma de tierra podemos utilizar electrodos formados por:

- Barras, tubos.
- Pletinas, conductores desnudos.
- Placas.
- Anillos o mallas metálicas constituidas por los elementos anteriores o sus combinaciones.
- Armaduras de hormigón enterradas, con excepción de las armaduras pretensadas.
- Otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad del enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia de hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0.50m.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas a tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación.

Las canalizaciones metálicas de otros servicios (agua, líquidos o gases inflamables, calefacción, etc.) no deben ser utilizadas como tomas de tierra por razones de seguridad.

6.4.1.3 Conductores de tierra

La sección de los conductores de tierra tiene que satisfacer las prescripciones del apartado 6.4.1.5(mas adelante) y, cuando estén enterrados, deberán de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla VI-VII Conductores de tierra

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión	Según 1.5	16mm ² Cobre 16mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25mm ² Cobre 25mm ² Hierro

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT02.htm>

NOTA: La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. También hay que cuidar que las conexiones no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

6.4.1.4 Bornes de puesta a tierra

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes.

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotencial principal.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

Por otro lado debe preverse un dispositivo para realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra.

6.4.1.5 Conductores de protección

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Por ello estos conductores unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será indicada en la siguiente tabla, o lo calculamos mediante la Norma UNE 20.460.

Tabla VI-VIII Conductores de protección

Sección de los conductores de fase de la instalación $S(\text{mm}^2)$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p(\text{mm}^2)$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT02.htm>

Si el resultado de la tabla conduce a valores no normalizados, hay que utilizar aquellos conductores que tengan la sección normalizada superior más próxima. Los resultados son válidos si los conductores de protección son del mismo material que los conductores activos, si no es así hay que aplicar las secciones que presenten una conductividad equivalente a la calculada.

De todas formas los conductores de protección que no formen parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2.5mm^2 , si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4mm^2 , si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica.

Si éste conductor es común a varios circuitos, lo debemos dimensionar en función del conductor de fase con mayor sección.

Como conductores de protección podemos utilizar:

- Conductores en los cables multiconductores.
- Conductores aislados o desnudos que posean una envolvente con los conductores activos.
- Conductores separados aislados o desnudos.

Si la instalación está montada sobre envolvente metálica, ésta puede utilizarse como conductor de protección siempre que se cumplan las siguientes razones:

- Su continuidad eléctrica debe ser tal que no resulte afectada por deterioros mecánicos, químicos o electroquímicos.
- Su conductibilidad debe ser, como mínimo, igual a la que resulta por la aplicación del presente apartado.
- Deben permitir la conexión de otros conductores de protección en toda derivación predeterminada.

Las conexiones deben ser accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de relleno o en cajas desmontables con juntas estancas.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección, aunque para los ensayos podrán utilizarse conexiones desmontables mediante útiles adecuados.

Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección, con excepción de las envolventes anteriormente citadas.

6.4.1.6 Resistencia de las tomas de tierra

El electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia, no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso.

Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24V en local o emplazamiento conductor.
- 50V en los demás casos.

Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma u de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno y varía también con la profundidad.

Como en el presente proyecto no hemos realizado ningún estudio geológico para ver que tipo de suelo se extiende bajo la instalación, para la resistividad media del terreno tomamos 150 Ωm .

Este valor nos permite, aplicando las fórmulas de la siguiente tabla, estimar el valor medio de la resistencia de tierra. El conocimiento de este valor puede ser útil para trabajos posteriores efectuados en condiciones análogas.

Tabla VI-IX Resistencia de las tomas a tierra

Electrodo	Resistencia de Tierra (Ω)
Placa enterrada	$R=0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R= \rho/P$
Conductor enterrado horizontalmente	$R= 2 \rho/P$

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT02.htm>

Donde:

ρ = Resistividad del terreno (Ωm)

P= Perímetro de la placa (m).

L= Longitud de la pica o del conductor (m).

6.4.1.7 Tomas de tierra independientes

Consideraremos independiente una toma de tierra respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

6.4.1.8 Separación entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de un centro de transformación

Verificaremos que las masas puestas a tierra en una instalación de utilización, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación, para evitar que durante la evacuación de un defecto a tierra en el centro de transformación, las masas de la instalación de utilización puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas. Si no se hace el control de independencia del apartado 6.4.1.7 citado anteriormente, entre las puestas a tierra de las masas de las instalaciones de utilización respecto a la puesta a tierra de protección o masas del centro de transformación, consideraremos que las tomas de tierra son eléctricamente independientes cuando se cumplan todas las condiciones que explicamos a continuación.

- No ha de existir canalización metálica conductora que una la zona de tierras del centro de transformación con la zona en donde se encuentran los aparatos de utilización.
- La distancia entre las tomas de tierra del centro de transformación y las tomas de tierra u otros elementos conductores enterrados en los locales de utilización es al menos igual a 15 metros para terrenos cuya resistividad no sea elevada

(<100Ω.m). Cuando el terreno sea muy mal conductor, la distancia se calculará, aplicando la fórmula:

$$D = \frac{\rho * I_d}{2 * \pi * U}$$

Donde:

D= Distancia entre electrodos, en metros.

P= Resistividad media del terreno en ohmios por metro.

Id= Intensidad de defecto a tierra, en amperios, para el lado de alta tensión, que será facilitado por la empresa eléctrica.

U= 1200V para sistemas de distribución TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión sea menor o igual a 5 segundos y 250V en caso contrario. Para redes TN, U será inferior a dos veces la tensión de contacto máxima admisible de la instalación definida en el MIE-RAT 13 del reglamento sobre condiciones Técnicas y Garantía de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

- El centro de transformación está situado en un recinto aislado de los locales de utilización o bien, si está contiguo a los locales de utilización o en el interior de los mismos, está establecido de tal manera que sus elementos metálicos no están unidos eléctricamente a los elementos metálicos constructivos de los locales de utilización.

6.4.2 Análisis final y cálculo de la instalación de puesta a tierra

6.4.2.1 Cálculo de la puesta a tierra de la instalación de Baja Tensión (caseta de inversor)

Para la instalación de Baja Tensión hemos optado por una configuración que consta de un conductor de cobre desnudo de 35mm^2 enterrado uniendo los electrodos en línea a una distancia de 6.5m en cada caseta de inversor. Dicho conductor estará unido eléctricamente mediante soldadura aluminotérmica a los armados de las cimentaciones con el objeto de conseguir una superficie equipotencial. El electrodo se constituye de 4 picas de acero cobrizado de 2 metros de largo y 14mm de diámetro enterradas verticalmente a 0.8 m por debajo del nivel del suelo. La disposición para cada caseta será la siguiente:

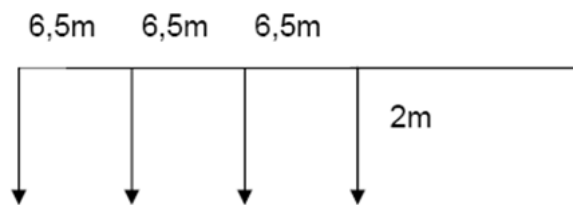


Figura VI-1 Puesta a tierra BT

Fuente: http://www.f2i2.net/Documentos/PuntoInfoLSI/rbt/ITC_BT_18.

Esta configuración tiene una resistencia a tierra (R_t) de:

$$R_t = \rho \left(\frac{1}{4 * r} + \frac{1}{L_{picas} + L_{cond.horizontal}} \right)$$

Siendo:

ρ = Resistividad del terreno.

r = radio del círculo cuya área es igual al área que forman las picas y el conductor horizontal.

L_{picas} = numero de picas x longitud de cada pica.

L_{cond.horizontal}= longitud del conductor horizontal.

La sección que forman las picas y el conductor será:

$$S = 6,5 * 3,2 = 39m^2$$

Luego:

$$\pi r^2 = 39 \rightarrow r = \sqrt{\frac{39}{\pi}} = 3,52m$$

L_{picas}= 8m

L_{cond.horizontal}= 19.5 m

P= resistividad del terreno = 150 Ωm.

$$R_t = 150 \left(\frac{1}{4 * 3,52} + \frac{1}{8 + 19,5} \right) = 16,1\Omega$$

Para la verificación del resultado obtenido tenemos que calcular la tensión de defecto a partir de la siguiente fórmula:

$$V_d = R_t * I_\alpha$$

Siendo:

V_d= tensión de contacto (V).

I_α= corriente de defecto que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial residual es la corriente diferencial-residual asignada, en nuestro caso 300mA.

Entonces, la tensión de contacto será:

$$V_d = 16,1 * 0,5 = 8,05V < 24V$$

Como podemos ver la tensión de contacto es menor que la tensión admisible según el RBT y podemos decir que la puesta a tierra es correcta.

El siguiente paso es calcular la distancia entre esta puesta a tierra y la puesta a tierra del centro de transformación para considerarlas independientes. La mínima distancia entre dichas tierras será:

$$D = \frac{\rho * I_d}{2 * \pi * U}$$

Donde:

D: Distancia entre electrodos, en metros.

P: Resistividad media del terreno en ohmios por metro.

Id: Intensidad de defecto a tierra, en amperios, para el lado de alta tensión, que será facilitado por la empresa eléctrica.

U: 1200V para sistemas de distribución TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión sea menor o igual a 5 segundos y 250V en caso contrario. Para redes TN, U será inferior a dos veces la tensión de contacto máxima admisible de la instalación definida en el MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantía de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

$$D = \frac{150 * 255}{2 * \pi * 1200} = 5,07m$$

6.4.2.2 Puesta a tierra de la estructura de los paneles

Se conectarán a tierra todas las estructuras de los paneles mediante un conductor aislado de sección igual a la de los conductores de las líneas de corriente continua. Se unirán a la puesta a tierra definida en el punto anterior en el interior de la caseta del inversor.

6.4.2.3 Puesta a tierra de la instalación de Media Tensión subterránea

6.4.2.3.1 Puesta a tierra en cubiertas metálicas

Se conectarán a tierra las pantallas y armaduras de todas las fases en cada uno de los extremos y en puntos intermedios. Esto garantiza que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas. La bajada del cable de tierras se realizará en tubo, independiente de la bajada de los cables de MT.

6.4.2.3.2 Pantallas

Las pantallas de los cables unipolares se conectarán a tierra en ambos extremos.

Se pondrá a tierra las pantallas metálicas de los cables al realizar cada uno de los empalmes y terminaciones, así como los soporte de palomillas o bandejas. De esta forma, en el caso de un defecto a masa lejano, se evitará la transmisión de tensiones peligrosas.

6.5 Calculo de secciones de conductores de baja tensión

6.5.1 Cableado de corriente continua

Se tenderá una línea subterránea desde cada subgrupo de 18 módulos fotovoltaicos conectados en serie hasta el inversor.

Consideramos que desde la salida en Corriente Continua de las placas hasta el CT, la caída de tensión tiene que ser no superior de 1,5%. Además, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Se pretende calcular la sección de dicha línea con una potencia pico previsto de 15 módulos por 195 Wp que tiene cada placa. Tendremos 35 líneas para cada central o inversor de 100 kW y la longitud en el peor caso no superará los 56 metros.

Los conductores son unipolares de cobre y aislamiento XLPE, en canalizaciones entubadas.

Utilizaremos el método de cálculo aproximado considerando el caso más desfavorable para el cálculo de la sección del conductor, es decir, calculamos la sección del conductor a la máxima temperatura admisible, según sea su aislamiento.

Además no se tiene en cuenta la caída de tensión debida a la reactancia ya que es despreciable.

Primero calculamos la caída de tensión por serie de los módulos fotovoltaicos que será común en todos los grupos:

- N° de paneles en serie: 15
- Potencia por serie

$$P = \text{Potencia nominal del panel} \cdot \text{numero de paneles}$$

$$P = 195 \cdot 15 = 2925W$$

- Tensión por serie

$$U = n^{\circ} \text{ de paneles en serie} \cdot \text{Tensión del panel}$$

$$U = 15 \cdot 36,87 = 553.05V$$

- Intensidad por serie

$$I = \frac{P}{U} = \frac{2925}{553,05} = 5,29A$$

Como caída de tensión admisible tomaremos el valor de 0.8%, así las líneas de corriente alterna tomarán el valor de 0.7% para cumplir con la condición de que la caída de

tensión desde la salida de las placas hasta el centro de transformación no sea mayor del 1.5%.

Tabla VI-X Valores de uso frecuente de la conductividad de conductores

Conductividad $c=1/\rho$ [m/Ωmm ²]				
Temperatura	20°C	40°C	70°C	90°C
Cu	56	52	47	44
Al	35	32	29	27

Fuente: <http://www.tuveras.com/electrotecnia/resistividad/resistividad.htm>

Como se observa en la Tabla VI-X la conductividad del Cu (90 °C): $c = 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$.

Por lo que el cálculo de la sección por caída de tensión lo calculamos en función de lo que resulte de aplicar la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{2 * P * L}{c * S * U}$$

$$\Delta U = \frac{2 * 2925 * L}{56 * S * 553,05}$$

$$\Delta U(\%) = \left(\frac{\Delta U}{553,05} \right) * 100$$

Tabla VI-XI Calculo Cableado CC

Generador fotovoltaico						
L (m)	P (W)	U (V)	I (A)	S (mm2)	Cdt	Cdt (%)
1	2925	553,05	5,29	6	0,03148	0,00569
2	2925	553,05	5,29	6	0,06296	0,01138
3	2925	553,05	5,29	6	0,09444	0,01708
4	2925	553,05	5,29	6	0,12593	0,02277
5	2925	553,05	5,29	6	0,15741	0,02846
6	2925	553,05	5,29	6	0,18889	0,03415
7	2925	553,05	5,29	6	0,22037	0,03985
8	2925	553,05	5,29	6	0,25185	0,04554
9	2925	553,05	5,29	6	0,28333	0,05123
10	2925	553,05	5,29	6	0,31481	0,05692
11	2925	553,05	5,29	6	0,34629	0,06262



12	2925	553,05	5,29	6	0,37778	0,06831
13	2925	553,05	5,29	6	0,40926	0,07400
14	2925	553,05	5,29	6	0,44074	0,07969
15	2925	553,05	5,29	6	0,47222	0,08538
16	2925	553,05	5,29	6	0,50370	0,09108
17	2925	553,05	5,29	6	0,53518	0,09677
18	2925	553,05	5,29	6	0,56666	0,10246
19	2925	553,05	5,29	6	0,59814	0,10815
20	2925	553,05	5,29	6	0,62963	0,11385
21	2925	553,05	5,29	6	0,66111	0,11954
22	2925	553,05	5,29	6	0,69259	0,12523
23	2925	553,05	5,29	6	0,72407	0,13092
24	2925	553,05	5,29	6	0,75555	0,13662
25	2925	553,05	5,29	6	0,78703	0,14231
26	2925	553,05	5,29	6	0,81851	0,14800
27	2925	553,05	5,29	6	0,84999	0,15369
28	2925	553,05	5,29	6	0,88148	0,15938
29	2925	553,05	5,29	6	0,91296	0,16508
30	2925	553,05	5,29	6	0,94444	0,17077
31	2925	553,05	5,29	6	0,97592	0,17646
32	2925	553,05	5,29	6	1,00740	0,18215
33	2925	553,05	5,29	6	1,03888	0,18785
34	2925	553,05	5,29	6	1,07036	0,19354
35	2925	553,05	5,29	6	1,10184	0,19923
36	2925	553,05	5,29	6	1,13333	0,20492
37	2925	553,05	5,29	6	1,16481	0,21062
38	2925	553,05	5,29	6	1,19629	0,21631
39	2925	553,05	5,29	6	1,22777	0,22200
40	2925	553,05	5,29	6	1,25925	0,22769
41	2925	553,05	5,29	6	1,29073	0,23338
42	2925	553,05	5,29	6	1,32221	0,23908
43	2925	553,05	5,29	6	1,35369	0,24477
44	2925	553,05	5,29	6	1,38518	0,25046
45	2925	553,05	5,29	6	1,41666	0,25615
46	2925	553,05	5,29	6	1,44814	0,26185
47	2925	553,05	5,29	6	1,47962	0,26754
48	2925	553,05	5,29	6	1,51110	0,27323
49	2925	553,05	5,29	6	1,54258	0,27892
50	2925	553,05	5,29	6	1,57406	0,28462
51	2925	553,05	5,29	6	1,60554	0,29031

54	2925	553,05	5,29	6	1,69999	0,30738
55	2925	553,05	5,29	6	1,73147	0,31308
56	2925	553,05	5,29	6	1,76295	0,31877

Fuente: Cálculos por Fernanda Nuñez

Como podemos ver la sección a colocar, para conseguir una caída de tensión menor del 0.8 %, será para todas las líneas la sección será de 6 mm² que según la Tabla VI-V del RBT-ITC-07 soporta una intensidad de $I_{MAX} = 72A$, con lo cual podemos decir esta sección es correcta además por criterio térmico.

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

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

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT07.htm>

El tubo, según la Tabla VI-XIII del RBT-ITC-21 será de 50 mm de diámetro exterior pudiendo alojar un total de 7 cables del mismo polo en un mismo tubo. El conductor

unipolar elegido para las líneas de baja tensión de corriente continua del campo fotovoltaico será RV-K 0.6/1 kV 2x1x6 mm².

Tabla VI-XIII Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT07.htm>

6.5.2 Cableado Corriente alterna

Se tenderá una línea subterránea desde cada inversor hasta el CT correspondiente a cada inversor. Consideramos que desde la salida en corriente alterna trifásica del inversor hasta el CT, la caída de tensión tiene que ser no superior de 0.7%, y así conseguimos que la caída de tensión desde las placas hasta el CT no sea superior del 1.5 %. Además, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. (RBT: ICT-BT-40).

Se pretende calcular la sección de dicha línea con una potencia pico previsto de 102,375 kW que tiene cada inversor. Se dimensionan las secciones de los conductores para los dos inversores más lejanos del CT correspondiente teniendo en cuenta una longitud de 105 m y para los restantes inversores el peor caso será de 85 metros, los conductores son unipolares de cobre y aislamiento XLPE en canalizaciones entubadas.

6.5.2.1 Intensidades máximas admisibles

Intensidades máximas permanentes en los conductores de los cables.

Para decidir la corriente máxima admisible en los conductores enterrados debemos tener en cuenta diversos factores y el tipo de instalación que hayamos decidido.

a) Temperatura máxima admisible.

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislamiento pueda soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga.

En la siguiente tabla se especifican las temperaturas máximas admisibles, en servicio permanente y en cortocircuito, para algunos tipos de cables aislados con aislamiento seco.

Tabla VI-XIV Temperatura maxima admisible

Tipo de aislamiento seco	Temperatura máxima	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Policloruro de vinilo (PVC)		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno propileno (EPR)	90	250

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT07.htm>

b) Condiciones de instalación enterrada.

En cuanto a las condiciones del tipo de instalación enterrada debemos de tener en cuenta los siguientes.

Un solo cable tripolar o tetrapolar o una terna de cables unipolares en contacto mutuo enterrados directamente en toda su longitud en una zanja de 0,7 m de profundidad, en un terreno de resistividad térmica media de 1 K.m/W y temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25 °C.

En cuanto a los factores de corrección que es necesario aplicar para calcular la corriente máxima admisible del cable, están resumidos en forma de tablas.

Factor de corrección de la temperatura.

Tabla VI-XV Factor de corrección de la temperatura

Temperatura de servicio °C	Temperatura del terreno °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT07.htm>

Factor de corrección para la resistividad térmica.

Tabla VI-XVI Factor de corrección para la resistividad térmica

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT07.htm>

Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares.

Tabla VI-XVII Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

Separación entre los cables o ternas	Número de ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
d = 0 m	0.80	0.70	0.64	0.60	0.56	0.53	0.50	0.47
d = 0.07 m	0.85	0.75	0.68	0.64	0.60	0.56	0.55	0.50
d = 0.10 m	0.85	0.76	0.69	0.65	0.62	0.58	0.55	0.53
d = 0.15 m	0.87	0.77	0.72	0.68	0.66	0.62	0.59	0.57
d = 0.20 m	0.88	0.79	0.74	0.70	0.68	0.68	0.64	0.62
d = 0.25 m	0.89	0.80	0.76	0.72	0.70	0.66	0.64	0.62

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT07.htm>

Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación.

Tabla VI-XVIII Factor de corrección para diferentes profundidades

Profundidad de la instalación (m)	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.00	1.20
Factor corrección	1.03	1.02	1.01	1	0.99	0.98	0.97	0.95

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT07.htm>

c) Cables enterrados en zanja en el interior de tubos o similares.

En este tipo de instalaciones aplicaremos lo establecido en el apartado anterior, además de cumplir con lo siguiente.

Se instalará un circuito por tubo, ya dicho. La relación entre el diámetro interior del tubo y el diámetro aparente del circuito será superior a 2, pudiéndose aceptar excepcionalmente 1.5.

En el caso de una línea con cable tripolar o con una terna de cables unipolares en el interior del mismo tubo, se aplicará un factor de corrección de 0.8.

Si se trata de una línea con cuatro cables unipolares situados en sendos tubos, podrá aplicarse un factor de corrección de 0.9.

Si se trata de una agrupación de tubos, el factor dependerá del tipo de agrupación y variará para cada cable según esté colocado en un tubo central o periférico. Cada caso deberá estudiarse individualmente.

En el caso de canalizaciones bajo tubos que no superen los 15 metros, si el tubo se rellena con aglomerados especiales no será necesario aplicar factor de corrección de intensidad por este motivo.

Corrientes de cortocircuito admisibles en los conductores.

En la siguiente tabla vemos las densidades de corrientes máximas para los conductores de cobre en función del tiempo de duración del cortocircuito. Esta densidad de corriente se mide en A/mm².

Tabla VI-XIX Corrientes admisibles de los conductores

Tipo de aislamiento		Duración del cortocircuito en segundos								
		0.1	0.2	0.3	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
XPLE y EPR		449	318	259	201	142	116	100	90	82
PVC	2	364	257	210	163	115	94	81	73	66
	Sección > 300 mm ²	322	228	186	144	102	83	72	64	59

Fuente: <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/REBT/BT07.htm>

6.5.2.2 Cálculo cableado

Para el correcto cálculo de la sección realizaremos el método exacto del cálculo por caída de tensión (además no se tiene en cuenta la caída de tensión debida a la reactancia ya que es despreciable).

El proceso necesario a seguir para calcular la sección del conductor de forma correcta es el siguiente.

- Calcular la sección para la conductividad correspondiente a la temperatura máxima admisible por el conductor, según su aislamiento.
- Con el valor inmediatamente superior de sección comercial, comprobaremos mediante el criterio térmico. Si la sección no cumple con este criterio, elegimos la sección que cumpla y el proceso ha terminado (criterio térmico más crítico).
- Si la sección comercial cumple con el criterio térmico, cogemos la sección inmediatamente inferior y comprobamos si se cumple el criterio térmico. Si no se cumple, nos quedamos con la inicial. Si se cumple calculamos la temperatura real del conductor con dicha sección.

Esto lo hacemos mediante la siguiente expresión.

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2$$

Donde:

T_0 = Temperatura ambiente (40°C al aire y 25°C enterrados)

T_{max} = Temperatura máxima del conductor.

I = Intensidad que circula por el conductor.

I_{max} = Intensidad máxima admisible según el criterio térmico.

d) Con el valor de T , calculamos la conductividad para esa temperatura, con la fórmula que hemos explicado anteriormente.

e) Con dicha conductividad calculamos la sección mínima para cumplir con la caída de tensión, según las fórmulas explicadas con anterioridad.

Calculamos antes de todo la intensidad nominal que va a circular por la línea:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi}$$

$$I = \frac{102375}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 147,77A$$

Se considera una caída de tensión admisible de 0.7 %, ya que en las líneas de corriente continua consideramos una caída de tensión de 0.8 % y así desde las placas hasta el CT no superamos 1.5 % de caída de tensión admisible.

Caída de tensión admisible: 0.7 % de $U \rightarrow 0,007 * 400 = 2.8 V$

Como ya hemos dicho la conductividad del cobre a 90°C es: $c = 44 m/\Omega mm^2$. Para el caso de las líneas de 105 m la sección por caída de tensión será:

$$S = \frac{P * L}{c * \Delta U * U}$$

$$S = \frac{102375 * L}{44 * 2.8 * 400} = 218,13mm^2$$

La sección superior comercial es 240 mm², que según la Tabla VI-IV del RBT-ITC-07 soporta una intensidad de $I_{max} = 550 A$.

Aplicando un factor de corrección de 0.8 por ser una línea con una terna de cables unipolares en el mismo tubo y un factor de 0.8 por alojar 2 ternas de cables en la misma zanja (poniéndonos en el peor de los casos), soportará:

$$I_{max} = 550 * 0.8 * 0.8 = 352 \text{ A} > 147.77 \text{ A} * 1.25 = 184,71 \text{ A}.$$

Con lo cual podemos decir que la sección elegida es correcta por criterio térmico. 2ª iteración: comprobamos si la sección comercial inferior nos vale:

La sección inferior de 185 mm² soporta una intensidad de $I_{max} = 480 * 0.8 * 0.8 = 307.2 \text{ A}$ > 147,77 A * 1.25 = 184,71 A, lo que es correcto por criterio térmico.

La temperatura real del conductor de 185 mm² será:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2$$
$$T = 25 + (90 - 25) \left(\frac{147,77}{307,2} \right)^2 = 40,04^\circ\text{C}$$

La conductividad para 40,04°C será:

$$C_1 = \frac{C_{20}}{1 + \alpha_{20} * \Delta T}$$
$$C_1 = \frac{56}{1 + 0.00393 * (40,04 - 20)} = 51,91 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \frac{P * L}{c * S * U}$$
$$\Delta U = \frac{102375 * 105}{51,91 * 185 * 400} = 2,8 \text{ V} \geq 2,8 \text{ V}$$
$$cdt = \left(\frac{\Delta U}{U} \right) * 100$$
$$cdt = \left(\frac{2,8}{400} \right) * 100 = 0.7\%$$

Vemos que no cumple por el criterio de caída de tensión con lo que tendremos que optar por la sección del principio que es la inmediatamente superior, 240 mm².

$$\Delta U = \frac{P * L}{c * S * U}$$
$$\Delta U = \frac{102375 * 105}{51,91 * 240 * 400} = 2,2V \leq 2,8V$$

$$cdt = \left(\frac{\Delta U}{U} \right) * 100$$

$$cdt = \left(\frac{2,2}{400} \right) * 100 = 0,55\%$$

La pérdida de potencia en este caso será:

$$\Delta P = 3 * R * L * I^2$$

$$\Delta P = 3 * 0,0801 * 0,105 * 147,77^2 = 550,95W$$

$$\Delta P(\%) = \left(\frac{\Delta P}{P} \right) * 100$$

$$\Delta P(\%) = \left(\frac{550,95}{102375} \right) * 100 = 0,54\%$$

Nota: El cable elegido para las líneas de baja tensión de corriente alterna para una longitud de 105 m serán conductores unipolares tipo RV-K 0.6/1 kV 3x240+1x120 mm². Con la sección elegida en el peor de los casos la caída de tensión será de 0.55% y la pérdida de potencia máxima de 0.54%.

Para el caso de las líneas de 85 m la sección por caída de tensión será:

$$S = \frac{P * L}{c * \Delta U * U}$$

$$S = \frac{102375 * 85}{44 * 2,8 * 400} = 176,6mm^2$$

La sección superior comercial es 240 mm², que según la Tabla VI-IV del RBT-ITC-07 soporta una intensidad de $I_{max} = 550$ A y aplicando un factor de corrección de 0.8 por

ser una línea con una terna de cables unipolares en el mismo tubo y un factor de 0.8 por alojar 2 ternas de cables en la misma zanja (poniéndonos en el peor de los casos), soportará una $I_{max} = 550 * 0.8 * 0.8 = 352 \text{ A} > 147,77 \text{ A} * 1.25 = 184,7 \text{ A}$, con lo cual podemos decir que la sección elegida es correcta por criterio térmico.

2ª iteración: comprobamos si la sección comercial inferior nos vale:

La sección inferior de 185 mm² soporta una intensidad de $I_{max} = 480 * 0.8 * 0.8 = 307.2 \text{ A} > 147,77 \text{ A} * 1.25 = 184,7 \text{ A}$, lo que es correcto por criterio térmico.

La temperatura real del conductor de 185 mm² será:

$$T = 25 + (90 - 25) \left(\frac{147,77}{272} \right)^2 = 44,2^\circ\text{C}$$

La conductividad para 44,2 °C será:

$$C_1 = \frac{C_{20}}{1 + \alpha_{20} * \Delta T}$$
$$C_1 = \frac{56}{1 + 0.00393 * (44,2 - 20)} = 51,14 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \frac{P * L}{c * S * U}$$
$$\Delta U = \frac{102375 * 85}{51,14 * 185 * 400} = 2,3 \text{ V} \leq 2,8 \text{ V}$$

$$cdt = \left(\frac{\Delta U}{U} \right) * 100$$

$$cdt = \left(\frac{2,3}{400} \right) * 100 = 0.575\%$$

Con lo que esta sección sería válida por criterio de caída de tensión. La pérdida de potencia en este caso será:

$$\Delta P = 3 * R * L * I^2$$

$$\Delta P = 3 * 0,106 * 0,085 * 147,77^2 = 550,22W$$

$$\Delta P(\%) = \left(\frac{\Delta P}{P} \right) * 100$$

$$\Delta P(\%) = \left(\frac{550,22}{102375} \right) * 100 = 0,58\%$$

Nota: El cable elegido para las líneas de baja tensión de corriente alterna para una longitud de 85 m serán conductores unipolares tipo RV-K 0.6/1 kV 3x185+1x95 mm². Con la sección elegida en el peor de los casos la caída de tensión será de 0.575 % y la pérdida de potencia máxima de 0.58 %.

6.6 Cálculo de corrientes de cortocircuito

En este apartado se calculará las corrientes que circularán por los diferentes elementos si se produjera un cortocircuito en un determinado punto de la instalación.

Cualquier instalación eléctrica debe estar protegida contra los cortocircuitos, y salvo excepción, cada vez que se presenta una discontinuidad eléctrica, lo que corresponde casi siempre a un cambio de sección de los conductores. La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación para poder determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar las corrientes de defecto.

6.6.1 Cálculo práctico de las corrientes de cortocircuito

Los puntos de estudio se realizan en sitios estratégicos donde es necesaria la colocación de apartamento, embarrados de M.T. y B.T. y cabeceras de líneas. Los puntos a estudiar son los siguientes:

- 1) En el centro de protección y medida.

- 2) En los centros de transformación.
- 3) En la caseta del inversor de cada central, donde se colocará el cuadro general de mando y protección de baja tensión y un contador bidireccional.

Siguiendo el método de las impedancias vamos a calcular las diferentes corrientes de cortocircuito existentes en la instalación que estamos diseñando.

6.6.1.1 Centro de protección y medida

La compañía nos proporciona el dato de la impedancia en el punto de conexión a red en el CT de su propiedad:

$$z = 0,176 + 0,610j\Omega$$

$$z = 0,635\Omega$$

Una vez conocida esta impedancia pasamos a calcular la impedancia de la línea que va desde el embarrado de dicho CT a nuestro Centro de protección y medida:

$$z_A = (0,321 + 0,112j) * 0,020 + 0,176 + 0,610j$$

$$z_A = 0,182 + 0,612j\Omega = 0.638\Omega$$

Entonces la corriente de cortocircuito existente al finalizar la línea subterránea viene definida por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{\frac{13800}{\sqrt{3}}}{0.638} = 12488A$$

Observando los resultados, elegiremos las protecciones adecuadas a colocar en el Centro de protección y medida, explicadas en el apartado 6.1, aunque en dicho apartado la intensidad nos sale mayor al tomar como valor de potencia de cortocircuito 10 MVA en este punto.

6.6.1.2 Centros de transformación

Por último, en lo referente a la media tensión, debemos calcular la corriente de cortocircuito que aparece en la línea que transcurre desde el Centro de protección y medida hasta el primer Centro de Transformación, ya que el cortocircuito en los tramos de línea restantes será menor al ser la línea más larga y por consecuencia la impedancia mayor; por lo tanto los elementos de los tres centros de transformación serán dimensionados para este caso que se supone el peor. Tenemos una longitud de la línea subterránea de media tensión desde el centro de protección y medida hasta el primer centro de transformación que no superará los 80 m, con lo que la impedancia será:

$$z_B = (0,321 + 0,112j) * 0,080 + 0,182 + 0,612j\Omega$$

$$z_B = 0,210 + 0,620j\Omega = 0.655\Omega$$

Entonces la corriente de cortocircuito existente al finalizar la línea subterránea viene definida por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{\frac{13800}{\sqrt{3}}}{0.655} = 12164A$$

Observando este resultado, elegiremos las protecciones adecuadas a colocar en el Centro de transformación, explicadas en el apartado 6.2 correspondiente, aunque en dicho apartado la intensidad nos sale mayor al tomar como valor de potencia de cortocircuito 10MVA en este punto.

Pasamos entonces a calcular la impedancia interna del transformador con la expresión:

$$z_T = U_{cc} \frac{U^2}{S_n} = 0,04 \frac{13800^2}{630 * 10^3} = 12,091\Omega$$

Siendo:

U_{cc} = tensión porcentual de cortocircuito del transformador.

U = tensión del primario del transformador.

S_n = potencia aparente nominal.

Entonces la corriente de cortocircuito en el primario del transformador es la misma que llega al final de la línea aérea.

La impedancia de cortocircuito del transformador referida al secundario del mismo viene definida por la siguiente expresión:

$$z_{cc2} = U_{cc} \frac{U_{2L}^2}{S_{cc}} = 0,04 \frac{220^2}{630 * 10^3} = 3,1 \times 10^{-3} \Omega$$

Siendo:

V_{2L} = tensión de línea en vacío del secundario del transformador.

La impedancia de cortocircuito referida al secundario se calcula mediante la siguiente expresión. Esta impedancia es importante conocerla ya que es necesaria para seguir calculando correctamente las demás impedancias:

$$z_2 = \frac{U_{2L}^2}{S_{cc}} = 0,04 \frac{220^2}{10 * 10^6} = 4,84 \times 10^{-3} \Omega$$

Este valor es prácticamente de la reactancia, ya que la resistencia es muy pequeña, por lo que se admite:

$$z_2 = x_2$$

Para calcular la corriente de cortocircuito asignada al transformador en el secundario debemos calcular el valor de la resistencia y de la reactancia de la impedancia interna del transformador. Con la expresión que se detalla a continuación:

$$W = 3 * R_T * I_n^2$$

Donde:

$$R_T = \frac{W}{3 * I_n^2} = \frac{6500}{3 * 866,025^2} = 2,889 \times 10^{-3} \Omega$$

Siendo:

W= pérdidas de potencia del transformador.

In= intensidad nominal del secundario en el transformador.

$$x_T = \sqrt{(z_{2cc})^2 - (R_T^2)}$$

$$x_T = \sqrt{(3,1 \times 10^{-3})^2 - (2,889 \times 10^{-3})^2} = 1.124 \times 10^{-3}$$

Por lo que la corriente de cortocircuito asignada al transformador en el secundario es, según la expresión siguiente:

$$I = \frac{V_{F2}}{Z_{2cc} + Z_2}$$

$$I = \frac{220/\sqrt{3}}{2,889 \times 10^{-3} + j1.124 \times 10^{-3} + j4,84 \times 10^{-3}} = 20783,42A$$

Observando este resultado, podemos decir que las protecciones en las salidas de baja tensión tendrán que soportar un poder de corte de 21 kA como mínimo.

6.6.1.3 Cuadro general baja tensión

Para la línea general de alimentación, que va desde el centro de transformación hasta el cuadro general de mando y protección situado en la caseta donde también está ubicado el inversor, colocamos un conductor por fase de 185 mm² de sección y 85 metros de longitud para la línea más corta. La resistencia del conductor será de 0.106 Ω/km y una reactancia despreciable. Entonces ya podemos pasar a calcular la impedancia de cortocircuito para la línea general de alimentación:

$$z_{LA} = z_{2cc} + z_{cond}$$
$$z_{LA} = 2,889 \times 10^{-3} + j1.124 \times 10^{-3} + 0,106 * 0,085$$
$$z_{LA} = 0.016069 \Omega$$

Por lo tanto la corriente de cortocircuito en este punto será, según la siguiente expresión de:

$$I = \frac{220 / \sqrt{3}}{0.016069} = 7904,4A$$

En este punto no tenemos que tener en cuenta la corriente de cortocircuito debida a la potencia generada por la central fotovoltaica, la cual viene transferida a la línea general de baja tensión a partir del inversor, ya que el inversor deberá tener protección contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.

Como podemos ver esta intensidad será la que tenemos que tener en cuenta a la hora de elegir las protecciones, ya que deberán tener mayor poder de corte.

Para el caso de la línea más larga de 105 m colocamos un conductor por fase de 240 mm² cuya resistencia es 0.0801 Ω/km. Igual que en el caso anterior ya podemos calcular la corriente de cortocircuito para este caso:

$$z_{LA} = z_{2cc} + z_{cond}$$

$$z_{LA} = 2,889 \times 10^{-3} + j1.124 \times 10^{-3} + 0,0801 * 0,105$$

$$z_{LA} = 0.016 \Omega$$

Por lo tanto la corriente de cortocircuito en este punto será, según la siguiente expresión, de:

$$I = \frac{220 / \sqrt{3}}{0.016} = 7938,56A$$

En este punto no tenemos que tener en cuenta la corriente de cortocircuito debida a la potencia generada por la central fotovoltaica, la cual viene transferida a la línea general de baja tensión a partir del inversor, ya que el inversor tiene protección contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.

Como podemos ver esta intensidad será la que tenemos que tener en cuenta a la hora de elegir las protecciones, ya que deberán tener mayor poder de corte.

CAPÍTULO VII

IMPACTO AMBIENTAL

7.1 Que Impacto Ambiental tiene la Energía Solar

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable, contribuye al autoabastecimiento energético y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc.) y los derivados de su generación (excavaciones, minas, canteras, etc.).

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.

Ruidos: el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los aerogeneradores.

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 por ejemplo de los Espacios Naturales Protegidos.

7.2 Ventajas Ambientales

- No hay ningún tipo de transferencia de contaminación entre medios y no genera ningún tipo de residuo con su funcionamiento.

- La instalación supone un ahorro de energía utilizando racionalmente un recurso renovable como es la radiación solar, implicando un ahorro de emisiones contaminantes (CO₂, SO₂, NO_x, residuos radioactivos....).
- La producción de electricidad con este tipo de instalaciones evita la generación de la misma cantidad de energía en centrales térmicas.
- Aprovecha un recurso local abundante y renovable.
- Contribuye al suministro energético del sector.
- Fomenta la economía local, genera puestos de trabajo.
- Aumenta la independencia energética del país, al disminuir la compra de combustibles.

7.3 Ahorro de emisiones gaseosas a la atmosfera

El dióxido de carbono (CO₂), aunque no es directamente contaminante, produce efecto invernadero por lo que también es interesante apreciar la cantidad de este gas que se dejara de emanar. Para un hidrocarburo convencional (gas-oil, ful, carbón), se puede considerar a una emanación de aproximadamente 1Kg de CO₂ por cada kWh eléctrico generado en una central térmica convencional.

7.4 Identificación y evaluación de Impactos ambientales

Para efectos del presente estudio, se considera ambiente como la relación sistémica del conjunto de valores naturales, sociales y culturales existentes en un lugar y en un momento determinado.

Con el presente proyecto se pretende acometer una planta Fotovoltaica, donde la importancia de la identificación y evaluación de impactos ambientales va de la mano

con la identificación e inclusión de las mejores prácticas ambientales a ser colocadas en el Plan de Manejo Ambiental del Proyecto; se incluirán medidas específicas para prevenir, evitar o minimizar los impactos ambientales negativos de alta significancia que podrían ocurrir, así como potenciar los impactos positivos del proyecto, todo en favor de la conservación de la naturaleza, la salud y la seguridad de las personas.

Las actividades del proyecto y aspectos ambientales identificados son:

Tabla VII-I Actividades del proyecto y aspectos ambientales identificados

Actividades del proyecto		Aspectos Ambientales
Obras iniciales	Explanaciones y movimientos de tierra:	Despeje y desbroce
		Explanación y nivelación
		Excavaciones de zanjas
		Áreas de préstamo y vertedero
	Instalaciones y actividades auxiliares de la obra	Movimiento de maquinaria y transporte de material
		Parque de maquinaria
		Camino de servicios y accesos
		Almacenamiento y transporte de combustible y productos químicos
Campamento y abastecimiento		
Obra civil	Montaje de infraestructuras campo solar	Cimentación y montaje de los paneles y accesorios pertenecientes al parque fotovoltaico
Funcionamiento	Explotación	Permanencia del parque fotovoltaico
		Permanencia de la subestación de interconexión
		Mantenimiento y residuos
		Producción de energía

Al conocer las actividades a ser desarrolladas en el proyecto y los aspectos ambientales derivados de cada actividad, se identifican los factores ambientales que podrían ser impactados, reconociendo en cada uno de ellos los previsible impactos ambientales que podrían generarse, tal como se muestra a continuación:

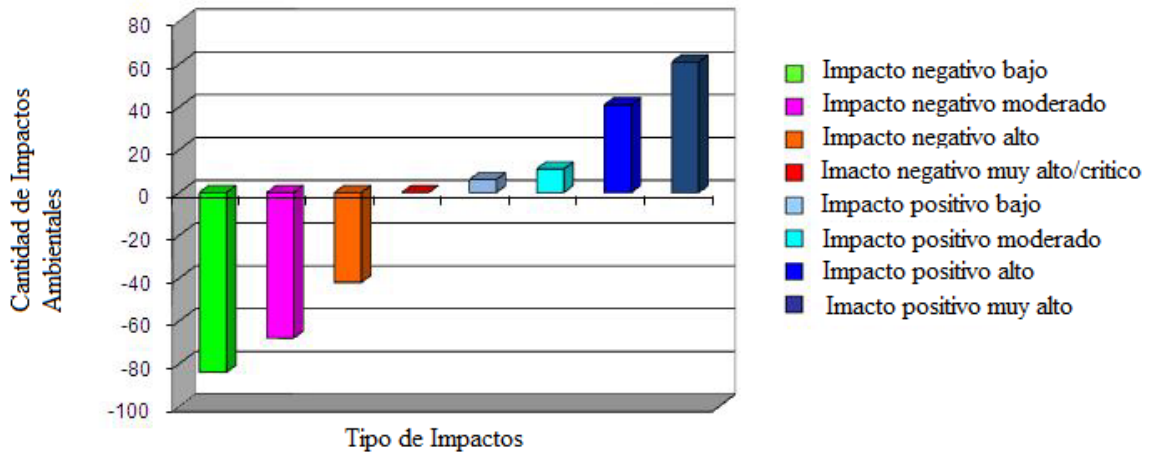
Tabla VII-II Componentes ambientales

Componentes Ambientales		Impactos Reversibles	Acciones relacionadas	
Componente abiótico	Factor atmosférico	Clima	Cambios en microclimas por actividades antrópicas	Movimiento de maquinaria pesada. Movimiento de tierras.
		Calidad del aire	Cambios en la calidad del aire por emisiones atmosféricas, y material particulado	Transito de vehículos. Destrucción de la vegetación.
		Ruido	Generación de ruido ajeno al ambiente natural	Incremento de emisiones atmosféricas, generación de aporte con material particulado al aire por remoción de tierras.
		Vibraciones	Generación de vibraciones ajenas al lugar	Acciones que producen un incremento de las emisiones sonoras.
	Factor suelo	Relieve	Cambios en el relieve por nivelación	Movimiento de tierras. Movimiento de maquinaria pesada.
		Calidad del suelo	Cambios por contaminación puntual, compactación /o erosión	Ocupación del espacio por la propia maquinaria y elementos que componen las infraestructuras y hormigonado. Deposito de materiales.
Componente biótico	Flora	Vegetación arbórea	Deforestación, perdida de especies importantes, perdida de hábitats	Compactación para infraestructuras y hormigonado. Movimiento de tierras.
		Vegetación Arbustiva	Retiro de cubierta vegetal, perdida de especies importantes, perdida de hábitats	Movimiento de maquinaria pesada. Aumento de los niveles por inmisión de partículas.

	Fauna	Mamíferos	Desplazamiento, pérdida de individuos (especialmente menores), riesgos de afectación por contaminación ambiental	<p>Compactación para infraestructuras y hormigonado.</p> <p>Acciones que producen destrucción o cambios en la vegetación.</p> <p>Construcción de línea de evacuación.</p> <p>Acciones que producen un incremento de las emisiones sonoras.</p>
		Aves	Desplazamiento, pérdida de individuos, riesgos de afectación por contaminación ambiental	
		Anfibios y reptiles	Desplazamiento, pérdida de individuos, riesgos de afectación por contaminación ambiental	
		Invertebrados terrestres	Desplazamiento, pérdida de individuos, riesgos de afectación por contaminación ambiental	
		Peces, invertebrados acuáticos	Perdida de individuos, riesgos de afectación por contaminación ambiental	
Componente social	Paisaje	Calidad de paisaje	Afectación de la belleza natural escénica	<p>Acciones para construcción del parque fotovoltaico y línea de evacuación, presencia de maquinaria y elementos que componen la infraestructura.</p> <p>Movimiento de tierras.</p> <p>Acciones que producen cambios en la vegetación.</p>
	Uso de territorio	Asentamientos rurales	Cambio temporal de uso de suelo	
	Socio-Economía	Dinámica poblacional	Cambio en el flujo de movimientos migratorios	

		Generación de empleo	Incremento temporal de la oferta laboral	<p>Acciones que producen un incremento de las emisiones sonoras</p> <p>Acciones que producen un cambio en la mano de obra especializada.</p> <p>Cambio de uso de suelo.</p> <p>Acciones sobre el terreno que puede afectar al patrimonio natural o espacios protegidos.</p> <p>Acciones sobre el terreno que puedan afectar a yacimientos arqueológicos.</p> <p>Incremento de la mano de obra.</p> <p>Acciones que producen un incremento de las emisiones sonoras y la contaminación atmosférica</p>
		Capacitación de la mano de obra	Mejora en el adiestramiento técnico de los trabajadores	
		Dinamización de la economía	Generación de energía renovable para suministro eléctrico	
		Seguridad industrial y salud ocupacional	Riesgo de seguridad industrial y salud ocupacional	
		Servicios sociales	Mejora de la cobertura de servicios sociales	
		Recurso cultural	Afectación a sitios de importancia cultural	

Sobre la evaluación y calificación de los impactos ambientales realizada, se procede a interpretar y realizar el análisis de los resultados obtenidos, donde lo primero que se puede inferir es que el Proyecto provocará en su mayoría impactos negativos bajos y muy bajos al ambiente, sin descartar a los impactos ambientales negativos altos menos probables tal como se aprecia en el siguiente gráfico:



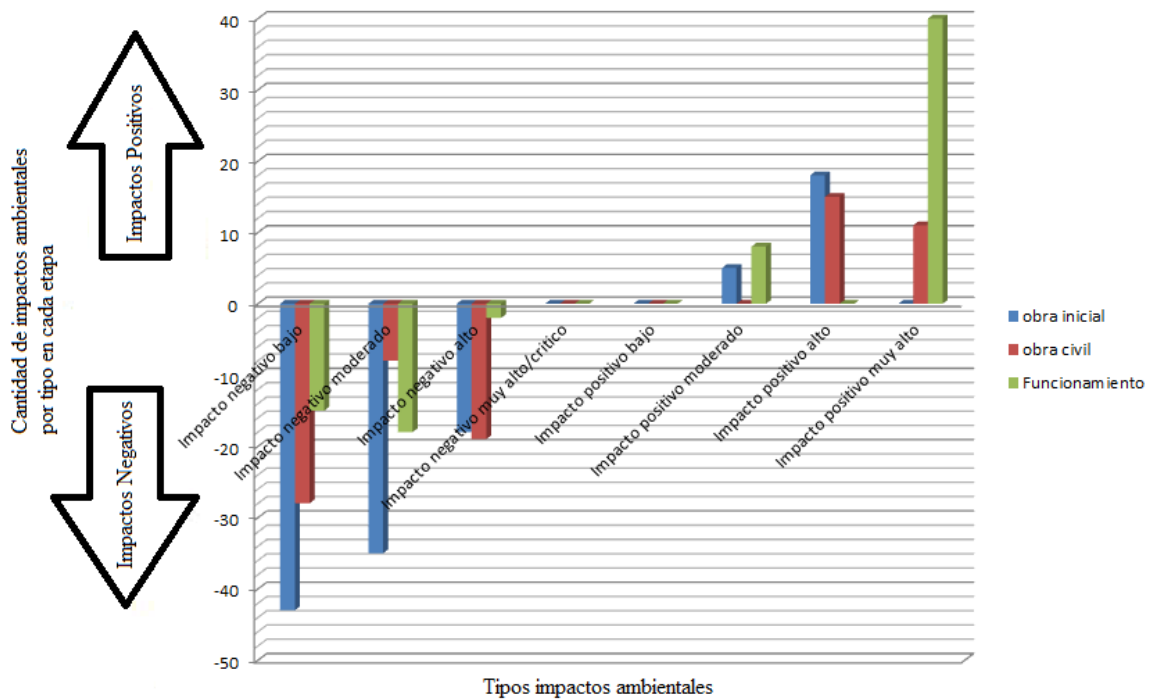
FiguraVII-1 Tipos de Impacto Ambiental del parque Solar Fotovoltaico

En la FiguraVII-1 nos permite observar la presencia de impactos ambientales positivos con una dominancia de los positivos muy altos y cantidades considerables de impactos positivos altos y moderados.

Los impactos negativos moderados y altos que se produzcan se consideran al igual que los impactos negativos muy altos dentro del plan de manejo ambiental correspondiente.

En la FiguraVII-2 se muestran los diferentes tipos de impacto ambiental en cada etapa del proyecto, donde se observa que:

- La fase de mayor impacto negativo bajo corresponde a la fase de obras iniciales.
- La fase de mayor impacto negativo moderado, corresponde también a la fase de obras iniciales, mientras que en referencia a los impactos negativos altos, la fase de mayor afectación corresponde a la fase de obra civil.
- Los impactos de mayor relevancia ambiental, y cuya consideración debe ser concreta en el plan de manejo ambiental respectivo, corresponden a los impactos negativos altos o críticos (éstos últimos no se presentan en el presente proyecto), los cuales se producirán en las fases de obras iniciales y civiles principalmente, siendo la más impactante la de obra civil, tal como se puede apreciar en el gráfico siguiente.



FiguraVII-2 Tipos de impactos ambientales por etapas del proyecto

Las actividades que impliquen movimiento de tierras, cumplirán con medidas específicas para salvaguardar el componente arqueológico del proyecto si se encontraran vestigios, de tal manera que el impacto y riesgo ha sido categorizado como aceptable y de significancia baja, puesto que se efectuarán las medidas aplicables y atribuibles al proyecto, lo cual reduce el impacto así como minimiza el riesgo ambiental del componente arqueológico.

Por otra parte, las interacciones netas positivas, corresponden a la etapa de Funcionamiento y se relacionan con el proyecto en un total del 70%, mientras que las interacciones negativas relacionadas en un 30% al proyecto, corresponden a las etapas de Obras iniciales y Obras Civiles.

La etapa con mayores unidades netas de impacto ambiental negativo corresponde a la etapa de Obras iniciales, especialmente en referencia a los siguientes impactos negativos

significativos potenciales: cambios en la calidad del aire por emisiones atmosféricas puntuales de fuentes móviles, y material particulado de movimiento de tierras, generación de Ruido ajeno al ambiente natural, generación de Vibraciones ajenas al lugar por tránsito de vehículos, cambios en el relieve por nivelación, afectación por agentes contaminantes, retiro de cubierta vegetal, pérdida de especies importantes, pérdida de hábitats, afectación a la belleza natural escénica, cambio temporal de uso de suelo, cambio en el flujo de movimientos migratorios, y riesgo de seguridad industrial y de salud ocupacional.

Sobre éstos impactos descritos, se debe mencionar que los cambios en calidad del aire por emisiones atmosféricas y ruido, se atribuye a los vehículos, camiones o tractores asociados a los procesos de construcción, el material particulado se asocia a los movimientos de tierra iniciales, lo cual producirá a su vez cambios no tan perceptibles pero a su vez permanentes en la geomorfología del lugar por nivelación y cambio de uso de suelo. Esta remoción de tierras y nivelación lleva como acción previa el retiro de la cubierta vegetal, sin embargo esta no sufrirá gran impacto por ser en su mayoría vegetación secundaria, arbustiva, de fácil recuperación y especies de baja altura, pero su afectación es a largo plazo, debido al control de vegetación permanente para el funcionamiento de los paneles solares rotatorios en otras etapas del proyecto.

El control permanente de vegetación en lugar, a fin de evitar espacios de anidación bajo los paneles o cubierta de sombra para ciertas especies, producirá un cambio en cuanto a la dinámica actual de las especies bióticas, pero con capacidad de residencia en el corto plazo. De los impactos descritos, en referencia a la afectación de los medio biótico y abiótico con excepción del tránsito de vehículos, éstos son bajos en intensidad pero altos en permanencia a lo que se atribuye su calificación de significativo. Mientras que

por otra parte en la afectación al medio social, el impacto al paisaje es más significativo que otros como cambios en el flujo de movimientos migratorios por expectativas del proyecto, y riesgo de seguridad industrial y de salud ocupacional durante las operaciones.

Los sistemas fotovoltaicos de tamaño medio o grande pueden tener un impacto visual no evitable, que depende sensiblemente del tipo de paisaje. De todas formas, la afectación es generada fundamentalmente por las superficies reflectantes. Los paneles fotovoltaicos de la instalación están provistos de una cubierta de vidrio texturizado con una rugosidad diseñada para mejorar la capacidad de absorción de la luz, reduciendo a un 5% la energía lumínica reflejada. Esta rugosidad funciona con más eficiencia cuando el sol está en su posición más baja, es decir, en las primeras y últimas horas del día, que son los momentos en que podrían percibirse los rayos a menor altura desde el suelo.

CAPÍTULO VIII

ESTUDIO ECONÓMICO

8.1 Descripción

El análisis de los aspectos económico-financieros de un sistema solar fotovoltaico es relativamente complejo. La instalación tiene que ser evaluada en su específico contexto, teniendo en cuenta, sobre todo, la energía eléctrica que es capaz de producir, la duración del sistema, las dificultades de conexión a la red eléctrica, los incentivos disponibles, la gestión financiero-fiscal, etc.

Un sistema fotovoltaico requiere un importante desembolso de capital inicial, pero luego los gastos de gestión y de mantenimiento son reducidos, además y como se ha mencionado anteriormente, es una inversión segura porque garantiza al propietario una compra de electricidad mes a mes durante toda la vida de la instalación.

Un sistema fotovoltaico tiene un coste por kWh. producido mayor del coste del kWh comprado de la red eléctrica. Por lo tanto, lo que puede hacer compensar la instalación de un sistema fotovoltaico son los incentivos públicos al precio de venta de la energía producida, además de ser una fuente de energía alternativa, y limpia.

8.1.1 Potencia objetivo

Por lo que se propone instalar una planta de generación fotovoltaica con una potencia nominal de 1 MW. Esta instalación estará compuesta por 10 generadores FV independientes conectados a diez inversores de 100 kW cada uno. Se realizará el montaje de 513 paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino, de 195 W de potencia nominal y 1,39 m² de superficie. La superficie total de módulos será, por tanto, de 8958.6 m², con un aprovechamiento del 25% de la superficie del emplazamiento.

8.1.2 Estudio de Factibilidad

8.1.2.1 Factibilidad técnica

La propuesta proyectada sobre el diseño de un sistema fotovoltaico para generar 1MW de energía eléctrica es factible desde el punto de vista técnico ya que los equipos a utilizarse y los recursos tecnológicos existen en el mercado local y tienen acceso viable para la institución.

8.1.2.2 Factibilidad operativa

Desde el punto de vista operativo es factible la propuesta debido a que la Espoch de Riobamba- Chimborazo cuenta con el terreno apropiado para la implementación del sistema.

8.1.3 Factibilidad económica

La propuesta planteada tiene factibilidad económica, ya que la espoch cuenta con presupuesto anual para cumplir proyectos. Además este proyecto se puede ver como una inversión a largo plazo que beneficiará a la institución antes mencionada

8.2 Tarifas Eléctricas

8.2.1.1 Regulación no. conelec – 004/11 el directorio del consejo nacional de electricidad conelec

Que, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

Que, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Que, como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector;

Que, para disminuir en el corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del país, es conveniente mejorar la confiabilidad en el suministro, para lo cual se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con

fuentes de energía renovable no convencionales –ERNC-, con lo cual se contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y la transferencia tecnológica;

Que, como parte fundamental de su política energética, la mayoría de países a nivel mundial, vienen aplicando diferentes mecanismos de promoción a las tecnologías renovables no convencionales entre las que se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que les ha permitido desarrollar en forma significativa este tipo de recursos;

Que, el artículo 64 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el CONELEC dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad;

Que, en la parte final del artículo 53 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetará a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC;

Que, el CONELEC mediante Resolución No. 127/08, de 23 de octubre de 2008, aprobó la Regulación No. CONELEC – 009/08 “Registros de Generadores Menores a 1 MW”, la cual determina el procedimiento que deben ajustarse los generadores menores a 1 MW para su funcionamiento en el sistema;

Que, la Regulación No. CONELEC 013/08 Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 determina el despacho preferente de centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE;

Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, en su libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, en sus artículos 233 al 235 establece disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; además que, en la disposición reformativa Cuarta se establece que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; y,

Resuelven que:

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas en el numeral anterior de la presente Regulación, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional

Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad instalada sea mayor a los 50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que desee acogerse a este sistema preferente, y para su proceso de calificación al interior del CONELEC, deberá presentar los siguientes requisitos:

1. Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;
2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro;
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;

5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;
6. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas;
7. Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso, por parte del organismo competente; y
8. Esquema de financiamiento.

8.2.1.2 Procedimiento de calificación y obtención del título habilitante:

El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, para la calificación, la documentación señalada en el numeral anterior y someterse al proceso indicado en esta Regulación.

El CONELEC, adicionalmente, en función del parque generador que cubre la demanda eléctrica del país podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

Una vez obtenido el certificado previo al Título Habilitante, por el cual se califica la solicitud de la empresa para el desarrollo y operación de un proyecto de generación, se determinará el plazo máximo que tiene el solicitante para la firma de contrato. Durante este periodo no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el primero.

Para la obtención del Título Habilitante, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente.

8.2.1.3 Precios preferentes

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Tabla VIII-I. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

Tabla VIII-I Precios preferentes Energías Renovables en (c\$/kwh)

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
Fotovoltaicas	40.03	40.03
Eólicas	9.13	10.04
Biomasa y biogás <5MW	11.05	12.16
Biomasa y biogás >5MW	9.60	10.56
Geotérmicas	13.21	14.53

Fuente: http://www.conelec.gob.ec/normativa/CONELEC_004_11_ERNC.pdf

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla VIII-II, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales que se acojan a la presente Regulación.

Tabla VIII-II Precios preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 MW. en (c\$/kwh)

Centrales	Precio
Centrales hidroeléctricas hasta 10MW	7.17
Centrales hidroeléctricas mayores a 10MW hasta 30MW	6.88
Centrales hidroeléctricas mayores a 30MW hasta 50MW	6.21

Fuente: http://www.conelec.gob.ec/normativa/CONELEC_004_11_ERNC.pdf

8.2.1.4 Vigencia de los precios

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no

convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

- a) Para los generadores de la Tabla VIII-I, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.
- b) Para los generadores de la Tabla VIII-II, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente se liquidará con el promedio de precio de contratos regulados de centrales o unidades de generación en operación, correspondiente a esa tecnología vigentes a esa fecha.

8.3 Rentabilidad del Proyecto

8.3.1 Proyecto e hipótesis de evolución

Se va a conectar un parque solar Fotovoltaico de 1 MW a la red de distribución, para la venta de la energía producida.

Tabla VIII-III Propuesta en marcha

Año de puesta en marcha	2013
Potencia Nominal	1 MW
Periodo de ejecución	1 año
Horas de funcionamiento equivalente	2.316,85horas equivalentes/año
Vida útil	25 años
Facturación de electricidad	Tarifa regulada
Precio de venta	100% TMR los 25 años
TMR(tarifa media referencial actual) 2010	0.4003 Usd/kWh

Fuente: Cálculos por Fernanda Núñez

8.3.2 Presupuesto

La siguiente información corresponde a los ítems que serán necesarios para la puesta en marcha del Parque solar en las instalaciones de la Espoch de Riobamba.

Tabla VIII-IV Presupuesto de la instalación

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad total	Precio unitario	Precio total
Instalación Fotovoltaica					
1	Módulos Fotovoltaicos modelo BRISBAN BS200S5 de 195Wp	Wp	5130	\$ 650,00	\$ 3.334.500,00
2	Suministro estructura acero galvanizado en caliente con sistema de montaje con carriles	Unid.	310	\$ 720,00	\$ 223.200,00
3	Excavación de un foso de dimensiones 3000x3000 mm para alojar el edificio prefabricado CMT SOLAR 2550, con un lecho de arena nivelada de 150 mm. (Quedando una profundidad de foso libre de 530 mm.) y acondicionamiento perimetral una vez montado	Unid.	10	\$ 450,00	\$ 4.500,00
4	Suministro edificio prefabricado de dimensiones 2400x2550 mm formado por una estructura de acero laminado en caliente	Unid.	10	\$ 1.500,00	\$ 15.000,00
5	Suministro inversor trifásico de conexión a red con una potencia nominal de 100 kW, con las protecciones descritas, incluido armario de conexiones adicionales para albergar las conexiones del campo fotovoltaico y los elementos de protección del circuito de cc, totalmente instalado.	Unid.	10	\$ 45.000,00	\$ 450.000,00
6	Suministro e instalación cuadro de protección lado de corriente cc compuesto por fusibles tipo gR de intensidad nominal 8 A con sus correspondientes bases portafusibles	Unid.	10	\$ 140,00	\$ 1.400,00
7	Armario de protección y medida compuesto por fusibles como elementos de protección, contador bidireccional e interruptor de corte en carga como se describe en el estudio, totalmente instalado.	Unid.	10	\$ 836,40	\$ 8.364,00
8	Suministro e instalación cuadro general de protección compuesto de 1 magnetotérmico tetrapolar, 1 diferencial y 1 magnetotérmico tripolares, 1diferencial bipolar y 2 magnetotérmico bipolares con las características que se detallan en el estudio, totalmente instalado	Unid.	10	\$ 900,00	\$ 9.000,00

9	Puesta a tierra caseta de inversor, incluyendo 4 picas de 2,00 m. de longitud, cable de cobre desnudo, cable de cobre aislado de 0,6/1kV y elementos de conexión, instalado.	Unid.	10	\$ 625,00	\$ 6.250,00
Total instalación Fotovoltaica					\$ 4.052.214,00
LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN					
10	Excavación de zanjas, por medios mecánicos con extracción de tierras fuera de la excavación y medios auxiliares	m3	112,5	\$ 15,00	\$ 1.687,50
11	Arqueta de registro para canalizaciones eléctricas	Unid.	10	\$ 95,00	\$ 950,00
12	Canalización eléctrica formada por 3 conductos de PVC de diámetro 160 mm.	m.	600	\$ 20,00	\$ 12.000,00
13	Suministro e instalación de línea subterránea compuesta de línea trifásica con conductor de aluminio HEPRZ1 12/20 1x120 K Al, incluso terminales roscados para celda de entrada, en montaje subterráneo, bajo tubo PVC, incluso material auxiliar, completo e instalado.	m.	375	\$ 42,50	\$ 15.937,50
Total Línea Subterránea de media tensión					\$ 30.575,00
CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA					
14	Edificio de hormigón compacto modelo EHC-3S, de dimensiones exteriores 3.760 x 2.500 y altura útil 2.535 mm., incluyendo su transporte y montaje	Unid.	1	\$ 8.500,00	\$ 8.500,00
15	Edificio de hormigón compacto modelo EHC-3S, de dimensiones exteriores 3.760 x 2.500 y altura útil 2.535 mm., incluyendo su transporte y montaje 5.370 x 2.500 y altura útil 2.535 mm., incluyendo su transporte y montaje.	Unid.	1	\$ 13.298,00	\$ 13.298,00
16	Edificio de hormigón compacto modelo EHC-5T1DPF, de dimensiones exteriores 5.370 x 2.500 y altura útil 2.535 mm., incluyendo su transporte y montaje	Unid.	1	\$ 13.298,00	\$ 13.298,00
17	Excavación de un foso de dimensiones 3.500 x 4.500 mm para alojar el edificio prefabricado compacto EHC-3, (quedando a una profundidad de foso libre de 530 mm.) y acondicionamiento perimetral una vez montado.	Unid.	1	\$ 960,00	\$ 960,00
18	Excavación de un foso de dimensiones 3.500 x 6.000 mm para alojar el edificio prefabricado compacto EHC5, (quedando una profundidad de foso libre de 530 mm.) y acondicionamiento perimetral una vez montado.	Unid.	1	\$ 1.295,00	\$ 1.295,00

19	Excavación de un foso de dimensiones 3.500 x 6.000 mm. para alojar el edificio prefabricado compacto EHC5, (quedando una profundidad de foso libre de 530 mm.) y acondicionamiento perimetral una vez montado	Unid.	1	\$ 1.295,00	\$ 1.295,00
20	Cabina de remonte de cables con seccionador p.a.t. Schneider Electric gama SM6, modelo GAM, referencia SGAM16, con indicador presencia de tensión y mando CC manual, instalados	Unid.	1	\$ 2.190,60	\$ 2.190,60
21	Cabina disyuntor Schneider Electric gama SM6, modelo DM1C, referencia SDM1C16, con seccionador en SF6 con mando CS1, disyuntor tipo SF1 400A en SF6 con mando RI manual, con bobina de apertura para relé, captadores de intensidad, Kit de referencia JLJKITSEP1C/S20 compuesto por cajón BT y relé SEPAM S20, y enclavamientos instalados.	Unid.	1	\$ 15.525,00	\$ 15.525,00
22	Cabina de medida Schneider Electric gama SM6, modelo GBCD, referencia SGBCD3316, equipada con tres transformadores de intensidad y tres de tensión, según características detalladas en memoria, instalados.	Unid.	1	\$ 7.004,90	\$ 7.004,90
23	Cabina de interruptor de línea Schneider Electric SM6, modelo IM, referencia SIM16, con interruptor-seccionador en SF6 de 400A con mando CIT manual, seccionador de puesta a tierra, juego de barras tripolar e indicadores testigo presencia de tensión	Unid.	1	\$ 2.804,00	\$ 2.804,00
24	Cuadro contador tarifador electrónico multifunción, un registrador electrónico y una regleta de verificación. Todo ello va en el interior de un armario homologado para contener estos equipos.	Unid.	1	\$ 4.439,51	\$ 4.439,51
25	Sistema de tierras exteriores, incluyendo 3 picas de 2,00 m. de longitud, cable de cobre desnudo, cable de cobre aislado de 0,6/1kV y elementos de conexión, instalado, según se describe en el estudio.	Unid.	1	\$ 799,52	\$ 799,52
26	Sistema de tierras interiores para poner en continuidad con las tierras exteriores, formado por cable de 50mm ² de Cu desnudo, con sus conexiones y cajas de seccionamiento, instalado. memoria	Unid.	1	\$ 350,00	\$ 350,00
27	Cabina de interruptor de línea Schneider Electric gama SM6, modelo IM, referencia SIM16, con interruptor-seccionador en SF6 de 400A con mando CIT manual, seccionador de puesta a tierra, juego de barras tripolar e indicadores testigo presencia de tensión instalados	Unid.	2	\$ 2.804,00	\$ 5.608,00

28	Cabina de interruptor de línea Schneider Electric gama SM6, modelo IM, referencia SIM16, con interruptor-seccionador en SF6 de 400A con mando CI2 manual, seccionador de puesta a tierra, juego de barras tripolar e indicadores testigo presencia de tensión instalados.	Unid.	1	\$ 2.962,00	\$ 2.962,00
29	Cabina interruptor remonte Schneider Electric gama SM6, modelo IMR, referencia SIMR16, con interruptor- seccionador en SF6 de 400A, enclavamiento con cerradura, remonte de barras tripolares y mando CIT manual instalados 5.370 x 2.500 y altura útil 2.535 mm., incluyendo su transporte y montaje.	Unid.	1	\$ 2.804,00	\$ 2.804,00
30	Cabina de paso de barras Schneider Electric gama SM6, modelo GIM, referencia SGIM16, para separación entre la zona de Compañía y la de Abonado, según características detalladas en memoria, instalados.	Unid.	1	\$ 236,00	\$ 236,00
31	Cabina disyuntor Schneider Electric gama SM6, modelo DM1C, referencia SDM1C16, con seccionador en SF6 con mando CS1, disyuntor tipo SF1 400A en SF6 con mando RI manual, con bobina de apertura para Sepam y bobina de apertura adicional para protección térmica, s.p.a.t., captadores de intensidad, Kit de referencia JLJKITSEP1C/T20 compuesto por cajón BT y relé SEPAM T20, y enclavamientos instalados	Unid.	1	\$ 15.593,00	\$ 15.593,00
32	Transformador reductor de llenado integral, marca Schneider Electric, de interior y en baño de aceite mineral (según Norma UNE 21428). Potencia nominal: 630 kVA. relación: 13.8/0.22 KV. Tensión secundaria vacío: 220 V. Tensión cortocircuito: 4 %. Regulación: +/-2,5%, +/-5%. Grupo conexión: Dyn11.	Unid.	1	\$ 7.361,00	\$ 7.361,00
33	Juego de puentes III de cables MT unipolares de aislamiento seco RHZ1, aislamiento 12/20 kV, de 95 mm2 en Al con sus correspondientes elementos de conexión	Unid.	1	\$ 748,00	\$ 748,00
34	Juego de puentes de cables BT unipolares de aislamiento seco 0.6/1 kV de Al, de 3x240mm2 para las fases y de 2x240mm2 para el neutro y demás características.	Unid.	1	\$ 950,00	\$ 950,00
35	Relé DMCR para detección de gas, presión y temperatura del transformador, con sus conexiones a la alimentación y al elemento disparador de la protección correspondiente, debidamente protegidas contra sobrintensidades, instalados	Unid.	1	\$ 357,00	\$ 357,00

36	Cuadro de baja tensión 5 salidas, incluso interruptor automático de 1600 A regulable y fusibles gG 160 A según necesidades, totalmente instalado y preparado para puesta en servicio	Unid.	1	\$ 8.347,20	\$ 8.347,20
37	Tierras exteriores, incluyendo 8 picas de 2,00 m. de longitud, cable de cobre desnudo, cable de cobre aislado de 0,6/1kV y elementos de conexión, instalado.	Unid.	1	\$ 1.120,47	\$ 1.120,47
38	Tierras interiores para poner en continuidad con las tierras exteriores, formado por cable de 50mm ² de Cu desnudo para la tierra de protección y aislado para la de servicio, con sus conexiones y cajas de seccionamiento, instalado	Unid.	1	\$ 690,00	\$ 690,00
39	Cabina de interruptor de línea Schneider Electric gama SM6, modelo IM, referencia SIM16, con interruptor-seccionador en SF6 de 400A con mando CIT manual, seccionador de puesta a tierra, juego de barras tripolar e indicadores testigo presencia de tensión instalados.	Unid.	2	\$ 2.804,00	\$ 5.608,00
40	Cabina interruptor remonte Schneider Electric gama SM6, modelo IMR, referencia SIMR16, con interruptor- seccionador en SF6 de 400A, enclavamiento con cerradura, remonte de barras tripolares y mando CIT manual instalados	Unid.	1	\$ 2.804,00	\$ 2.804,00
41	Cabina de paso de barras Schneider Electric gama SM6, modelo GIM, referencia SGIM16, para separación entre la zona de Compañía y la de Abonado, según características detalladas en memoria, instalados	Unid.	1	\$ 236,00	\$ 236,00
42	Cabina disyuntor Schneider Electric gama SM6, modelo DM1C, referencia SDM1C16, con seccionador en SF6 con mando CS1, disyuntor tipo SF1 400A en SF6 con mando RI manual, con bobina de apertura para Sepam y bobina de apertura adicional para protección térmica, s.p.a.t., captadores de intensidad, Kit de referencia JLJKITSEP1C/T20 compuesto por cajón BT y relé SEPAM T20, y enclavamientos instalados	Unid.	1	\$ 15.593,00	\$ 15.593,00
43	Transformador reductor de llenado integral, marca Schneider Electric, de interior y en baño de aceite mineral (según Norma UNE 21428). Potencia nominal: 630 kVA. Relación: 13.8/0.22 KV. Tensión secundaria vacío: 220 V. Tensión cortocircuito: 4 %. Regulación: +/-2,5%, +/-5%. Grupo conexión: Dyn11. Referencia: JLJ1UN0630EZ	Unid.	1	\$ 7.361,00	\$ 7.361,00
44	Juego de puentes III de cables AT unipolares de aislamiento seco RHZ1, aislamiento 12/20 kV, de 95 mm ² en Al con sus correspondientes elementos de conexión	Unid.	1	\$ 748,00	\$ 748,00

45	Juego de puentes de cables BT unipolares de aislamiento seco 0.6/1 kV de Al, de 3x240mm ² para las fases y de 2x240mm ² para el neutro y demás características.	Unid.	1	\$ 950,00	\$ 950,00
46	Relé DMCR para detección de gas, presión y temperatura del transformador, con sus conexiones a la alimentación y al elemento disparador de la protección correspondiente, debidamente protegidas contra sobrentensidadas, instalados	Unid.	1	\$ 357,00	\$ 357,00
47	Cuadro de baja tensión 5 salidas, incluso interruptor automático de 1600 A regulable y fusibles gG 160 A según necesidades, totalmente instalado y preparado para puesta en servicio	Unid.	1	\$ 8.347,20	\$ 8.347,20
48	Tierras interiores para poner en continuidad con las tierras exteriores, formado por cable de 50mm ² de Cu desnudo para la tierra de protección y aislado para la de servicio, con sus conexiones y cajas de seccionamiento, instalado, según memoria	Unid.	1	\$ 690,00	\$ 690,00
total CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA					\$ 161.230,40
LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN					
49	Excavación de zanjas, por medios mecánicos con extracción de tierras fuera de la excavación y medios auxiliares	m ³	1089,2	\$ 12,00	\$ 13.070,40
50	Canalización eléctrica formada por 3 conductos de PVC de diámetro 225 mm.	m	190	\$ 20,00	\$ 3.800,00
51	Canalización eléctrica formada por 2 conductos de PVC de diámetro 225 mm y 5 conductos de PVC de diámetro 50 mm.	m	575	\$ 22,00	\$ 12.650,00
52	Canalización eléctrica formada por 5 conductos de PVC de diámetro 50 mm.	m	630	\$ 18,00	\$ 11.340,00
53	Suministro e instalación de línea subterránea a base de conductor unipolar de cobre RVK 0,6/1kV de sección 6 mm ² , en montaje subterráneo, bajo tubo de PVC, incluso material auxiliar, completo e instalado	m	10560	\$ 1,50	\$ 15.840,00
54	Suministro e instalación de línea subterránea a base de conductor unipolar de cobre RVK 0,6/1kV de sección 185 mm ² , en montaje subterráneo, bajo tubo de PVC, incluso material auxiliar, completo e instalado	m	1530	\$ 24,00	\$ 36.720,00
55	Suministro e instalación de línea subterránea a base de conductor unipolar de cobre RVK 0,6/1kV de sección 95 mm ² , en montaje subterráneo, bajo tubo de PVC, incluso material auxiliar, completo e instalado	m	510	\$ 15,50	\$ 7.905,00

56	Suministro e instalación de línea subterránea a base de conductor unipolar de cobre RVK 0,6/1kV de sección 240 mm ² , en montaje subterráneo, bajo tubo de PVC, incluso material auxiliar, completo e instalado	m	1260	\$ 27,00	\$ 34.020,00
57	Suministro e instalación de línea subterránea a base de conductor unipolar de cobre RVK 0,6/1kV de sección 120 mm ² , en montaje subterráneo, bajo tubo de PVC, incluso material auxiliar, completo e instalado	m	420	\$ 18,00	\$ 7.560,00
58	Arqueta de registro para canalizaciones eléctricas, de dimensiones internas: profundidad 1,45, base 100x100, coronación 60x60, realizada con hormigón H-200 In Situ, con hueco drenaje en fondo y pasamuros para tubos.	m	2	\$ 100,00	\$ 200,00
59	Suministro e instalación arquetas de registro transitables tipo 45x48x48 cm prefabricadas de hormigón, incluidas tapas de acero de fundición. Con pasos de tubos mínimos de 23 cm de diámetro por los cuatro laterales. De acuerdo a REBT	m	60	\$ 52,30	\$ 3.138,00
60	Suministro e instalación arquetas de registro transitables tipo 65x70x70 cm prefabricadas de hormigón, incluidas tapas de acero de fundición. Con pasos de tubos mínimos de 44 cm de diámetro por los cuatro laterales. De acuerdo a REBT	m	80	\$ 75,80	\$ 6.064,00
	TOTAL LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN				\$ 152.307,40
	TOTAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1MW				\$ 4.396.326,80

Fuente: Fernanda Nuñez

Por tanto, el coste final de la instalación es de **4.396.326,80** Usd., lo que equivale a **4,30Usd/Wp**, valor suficientemente razonable para las instalaciones FV de hoy en día ya que suelen rondar aproximadamente ese valor.

8.3.3 Análisis de Viabilidad

El análisis se ha centrado en los 25 primeros años de vida de la instalación, no obstante, se estima que con un adecuado mantenimiento, la vida útil podría situarse en un periodo de entre 30 y 40 años. Por lo que la instalación fotovoltaica podría inyectar energía a la red por un periodo superior, aumentando considerablemente el beneficio y la

rentabilidad mostrados en este estudio.

Uno de los factores de relevancia tras el estudio de viabilidad, es que es determinante el momento de la inversión, pues factores como subvenciones o ayudas de las administraciones públicas varían en función de la coyuntura política. También, dentro de los factores temporales, se sitúa el aspecto del coste del crédito función de los tipos de interés del momento.

Dados los costes actuales de este tipo de instalaciones, aunque se han ido disminuyendo progresivamente, para un desarrollo de este tipo de instalaciones es imprescindible la tarificación primada de la energía producida. La simulación de este sistema con los precios de la tarifa eléctrica ordinaria haría imposible la viabilidad de este proyecto.

8.3.4 Resultados

Una vez analizado las reglamentaciones a las que debe sujetarse los cálculos financieros para el presente proyecto, y teniendo las reglas claras hay que distinguir tres factores importantes al momento de realizar una inversión el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno), y periodo de recuperación (PR), que son herramientas financieras procedentes de las matemáticas financieras que nos permiten evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión.

Del análisis efectuado el cual se encuentra detallado en el Anexo C se puede concluir que:

La TMR (tarifa media referencial actual) vigente es de 40.03 c\$/kWh según la disposición del Conelec.

La producción anual estimada del parque será 146.597,44 MWh/año, de lo que se obtendrán unos ingresos en el primer año de 591.760,41\$.

Hay que tener en cuenta que el precio de venta está vinculado al precio de la electricidad, por lo que como está previsto que aumente también lo hará la tarifa de venta.

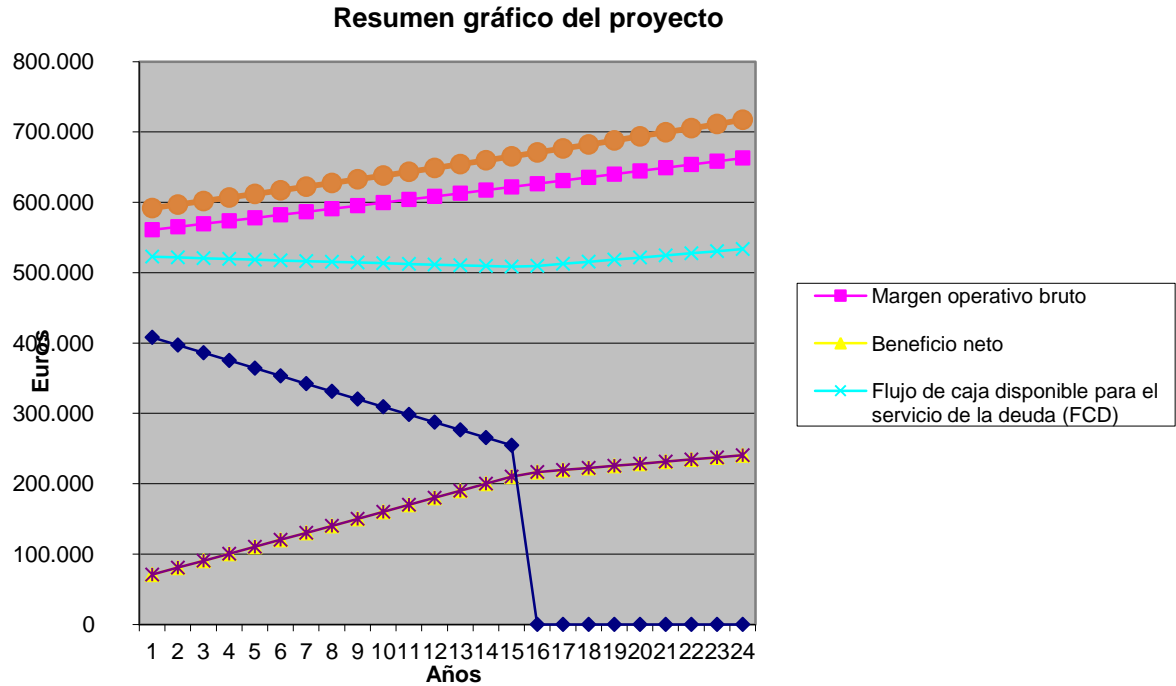


Figura VIII-1 Resumen del proyecto

Fuente: Programa Excel Fernanda Nuñez

El periodo de retorno de la inversión es de 6 años 8 meses, como se observa, en nuestro caso se tiene un VAN de 2.264\$, siendo éste un valor favorable y llamativo para el inversionista si se tiene en cuenta la inversión inicial, la baja tarificación del RD actual y la crisis económica en la que nos encontramos, mientras que el TIR de la inversión es de 10%, un valor atractivo considerando que la tasa de corte para el cálculo del VAN fue del 10%. Este valor es igualmente positivo, ya que es promedio a la rentabilidad media que se obtiene de una instalación FV, que como se mencionó ronda el 8% y el 10%. A pesar que diversos factores han influido directamente en este hecho:

- El alto rendimiento del inversor con un $\eta=96.44\%$, así como de los demás aparatos eléctricos, lo que permite generar una mayor energía anualmente, repercutiendo en unos mayores ingresos.
- No se ha tenido en cuenta el impuesto de sociedades. Este sería el 25% sobre el beneficio total anual.
- Un abaratamiento de los productos fotovoltaicos así como una mayor eficiencia en la construcción de la instalación FV

En conclusión se puede decir que el presente proyecto es viable desde el punto de vista económico y medianamente rentable por los indicadores anteriormente descritos.

CONCLUSIONES

- La implementación de sistemas solares fotovoltaicos en nuestro país es una opción eficaz y conveniente pues a escala humana la energía del sol resulta inagotable y su utilización es prácticamente sin impacto ambiental, a diferencia de los otros tipos de generación eléctrica actualmente utilizados en Ecuador, los cuales alcanzan un mayor índice de contaminación ecológica.
- El Estado ecuatoriano, consciente de la importancia de la generación eléctrica con fuentes no convencionales, ha implantado políticas con las cuales busca compensar los altos costos de adquisición de los equipos con un valor por Kwh generado para grandes o pequeños productores, dicha regulación se encuentra vigente desde al año 2008, sin embargo existe poca difusión de información sobre este tema que sin duda es de interés de la colectividad en general.
- En nuestro país aún existe falta de información con respecto a los sistemas solares fotovoltaicos y sus grandes beneficios ecológicos, esto sin contar que son muy pocas las empresas dedicadas completamente a la elaboración de este tipo de proyectos y la comercialización de sus componentes.
- Chimborazo es una provincia dinámica con una gran actividad agrícola y turística. A pesar de sus tierras fértiles, el sitio planteado para el proyecto fotovoltaico se encuentra en una zona impropia para la agricultura, sin perturbar este preciado recurso que es la tierra fértil. Además de eso el sitio dispone de buenas vías de acceso. Adicionalmente, la instalación del parque solar podría impulsar el desarrollo de la zona y en si de la Epoch.

- El sistema fotovoltaico se ha dimensionado en función a los datos de: heliofanía (Horas pico solar) y temperatura ambiente promedio de la ciudad de Riobamba, proporcionados por la Estación Meteorológica de la ESPOCH del año 2009, en el tratamiento de estos datos se llega a un valor de irradiación solar incidente promedio de 4 HPS y radiación solar de 680 W/m, sin embargo para asegurar la instalación se ha decidido utilizar el valor menor encontrado en ese rango de tiempo que es 3,5 HPS.
- Las pruebas de campo realizadas con el equipo de generación instalado demuestra que en nuestro país no es necesario la utilización de equipos de seguimiento solar, debido a que Riobamba se encuentra a una Latitud geográfica: 1°39' la colocación del panel a 15° de inclinación es suficiente para que exista una generación promedio durante todo el año.
- En cuanto al riesgo ambiental, se deberán tomar las medidas de control sugeridas por cada uno de los especialistas de la línea base ambiental, dentro del plan de manejo ambiental respectivo, así como el considerar al componente biológico como un factor a tener en cuenta, a pesar de no preverse impactos ambientales de significancia muy alta en este componente.
- Del análisis económico realizado se concluye que existe la posibilidad de encontrar una tasa de retorno inmediata debido fundamentalmente a que el costo de la energía eléctrica en nuestro país es favorecida.
- El correcto análisis de viabilidad económica de un proyecto es fundamental, no solo para determinar la conveniencia de efectuar una inversión, sino también para predecir el posible comportamiento de la misma, pudiendo así evitar o limitar perjuicios económicos importantes para los inversores. Es más, las

entidades financieras exigen este tipo de estudios antes de aprobar los créditos que se requieran para la ejecución de cualquier tipo de actividad emprendedora.

- Con todo lo anteriormente expuesto, se pretende haber dado idea y justificación de los elementos que componen esta instalación de generación de electricidad fotovoltaica que constituye una obra completa por estar dotada de todos los elementos precisos para su funcionamiento. A contexto de los resultados, el potencial eléctrico mediante tecnología solar fotovoltaica en Riobamba, es enormemente atractivo e interesante.

RECOMENDACIONES

- La masificación de los sistemas fotovoltaicos en los próximos años en nuestro país es recomendable, es por ello que se debería impulsar al uso de estos sistemas con programas de exoneración de impuestos por parte del Gobierno para abaratar los costos de inversión.
- A fin de optimizar el funcionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos es recomendable realizar un monitoreo constante de los equipos ya instalados de tal manera que se pueda ampliar las capacidades de generación y para así poder trabajar con datos históricos.
- Se recomienda promover la capacitación de técnicos ecuatorianos en energías renovables no convencionales. Técnicos que conozcan las diferentes tecnologías y que a la vez capaciten a las personas interesadas, solo así se conocerán más a fondo y se podrá aprovechar de mejor manera las fuentes de energía naturales.
- Es recomendable que en todas las universidades de nuestro país se implanten carreras universitarias de pregrado y postgrado especializadas en las diferentes energías renovables no convencionales con profesores conocedores del tema tanto nacionales como del extranjero.
- Se recomienda que se revise los valores actuales de importación de los equipos de generación renovables no convencionales, de este modo permitir que una cantidad más grande productos ingresen a nuestro país y de este modo se abaraten los costos de adquisición de los mismos.

RESUMEN

En el siguiente documento se estudia la viabilidad técnico-económica para implantar una instalación fotovoltaica de 1MW de potencia para inyectar a la red de MT sobre un terreno de ESPOCH situado en Riobamba, Chimborazo.

En este documento se describe el procedimiento general para el diseño y la especificación de los componentes principales un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Se realiza una estimación de costos en función de la energía generada.

Todo esto pone de relevancia la importancia del estudio del recurso solar inherente a la ubicación de la instalación, la necesidad de un diseño enfocado a la optimización en la captación de las potencialidades del emplazamiento, así como un riguroso estudio de viabilidad económico del proyecto.

En este caso se obtienen los costos globales de la inversión inicial, los costos de la energía producida así como los tiempos de retorno de la inversión.

El presupuesto total de la instalación se sitúa en 4.396.326,80Usd. Se va a financiar el 85% del presupuesto a 15 años con un interés del 5% y una cuota anual establecida en 249.125,19Usd. La viabilidad económica se justifica con una tasa de rentabilidad interna de 10% y un periodo de retorno de la inversión es de 6 años 8 meses, siendo éste un valor favorable y llamativo para el inversionista si se tiene en cuenta la inversión inicial.

SUMMARY

The present research is a technical and economic feasibility study to implement 1MW power photovoltaic system installation for supplying to the MT network over a terrain at the ESPOCH (higher education) located in Riobamba – Chimborazo.

In the present research is described the general procedure for the design and the main-components specification of a photovoltaic system connected to the electric power network. It is carried out an estimated service cost depending the energy services generated.

The importance of the solar resource study becomes of great importance inherent to the installation location, the need of a design focused to the optimization in the attraction of the potential location, as well as a severe economic feasibility study of the project.

In this case global expenses were obtained the initial investment, the costs of the energy generated as well as the time of return on investment.

The total budget of the system is 4.396.326,80 USD. The 85% is going to be financed from the budget to 15 years with an interest of 5% and an annual payment established of 249.125,19 USD. The economic feasibility is justified with an economic rate of return of 10% and a return on investment period of 6 years and 8 months, begin a remarkable value for the investors if it takes into account the initial investment.

GLOSARIO

Angulo de inclinación β

Es el ángulo de inclinación del plano de un módulo fotovoltaico, contado desde la horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

Año Meteorológico Típico de un lugar

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

Azimut

Angulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo con respecto al meridiano del lugar. Si el azimut se mide hacia el Este es negativo y hacia el Oeste es positivo. Valores típicos son 0° para módulos para la orientación del módulo solar con respecto al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

Capacidad de sobrecarga

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

Factor de irradiación

Porcentaje de radiación incidente, para un generador fotovoltaico de orientación e inclinación (α, β) , respecto a la correspondiente para una orientación $(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$.

Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

Factor de sombreado

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras.

$G_{dm}(0)$

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal medido en kWh/(m²·dia).

$G_{dm}(\alpha, \beta)$

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador fotovoltaico en kWh/(m²·dia).

$G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador fotovoltaico en kWh/(m²·dia). Se considera orientación óptima aquella en que la energía colectada, en un periodo, sea máxima.

Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas y que forman una unidad de producción de corriente continua.

Hora solar pico (HSP)

Tiempo en horas en que se recibe la irradiación de 1 kWh/m^2 en las condiciones estándar de medida (CEM), es decir bajo una irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 .

Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Inversor

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kWh/m^2 .

Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m^2 o kWh/m^2 .

Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Módulo ó Panel fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Potencia máxima ó potencia pico del generador

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM. Sus unidades son vatios pico (Wp).

Potencia nominal del generador fotovoltaico

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia nominal (VA)

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Rama fotovoltaica

Conjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie y/o en paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Rendimiento del inversor

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

Rendimiento energético de la instalación “performance ratio” PR

Corresponde a la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el periodo de diseño.

TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

ANEXOS

ANEXO A

CARACTERÍSTICAS MATERIALES

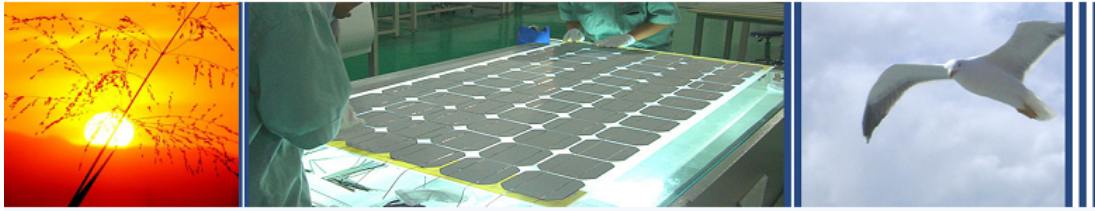
- **Modulo solar**



BS-xxxS5 (72 células)

Serie Fabricación BS-180 (Desde 180 a 200 watt)

Módulos Fotovoltaicos Monocristalinos



La "Solución Soleada" para sus proyectos Fotovoltaicos.

Tecnología Brisban Solar



Todos los módulos Brisban han sido diseñados y fabricados siguiendo criterios y directrices Europeas aplicadas por nuestro equipo de profesionales en nuestra sede en Valencia y en nuestra fábrica en Shangai. Brisban es sinónimo de **garantía 100% Española**.

Años de trabajo en el sector profesional de la construcción fotovoltaica, han dotado a Brisban de una experiencia, que pocos fabricantes en el mundo pueden presumir de tener para aplicarla a la fabricación de módulos fotovoltaicos.

Brisban es "**The Sunny Solution**" para sus proyectos fotovoltaicos. Nuestros profesionales le asesorarán y darán soporte para cualquier imprevisto que pueda surgir.

Características Principales

- 72 Células Monocristalinas de 165 mm de Alta Eficiencia.
- Eficiencia del módulo, superior a 15.7%
- Cristal con un alto nivel de transmisividad.
- Encapsulamiento con etil-viniloacetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, adhesión, aislamiento eléctrico y aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas.
- Inspección EL para prevenir micro roturas en el módulo.
- Diodos de bypass para minimizar la pérdida de potencia en caso de sombreado.

Calidad y Garantías Brisban

Los estándares de calidad de Brisban marcan pautas que garantizan una duradera calidad.

Todos los módulos Brisban son sometidos a continuos ensayos ópticos, mecánicos y eléctricos. Serán fácilmente reconocibles por su etiqueta original de Brisban, el número de serie integrado y la garantía de Brisban:

- 5 años de garantía del producto.
- 12 años de garantía de rendimiento del 90% de la potencia inicial.
- 25 años de garantía de rendimiento al 80% de la potencia inicial.

Información Abreviada

- Tensión Máxima del sistema de 1000 Volt.
- 72 células monocristalinas conectadas en serie.
- Preparado para presión de viento de hasta 130km/h.
- Certificado TÜV y CE para su seguridad.

Datos Físicos	
Célula	Células de silicio monocristalino de 165 mm de alta eficiencia.
Número y Conexión	72 células en serie
Dimensiones	1.580 x 808 x 45 mm (1,27 m ²)
Peso	17 Kg
Tipo de Conectores	Multicontact 0.9 m y 4mm ²

Otros Valores Destacables	
Temperatura de Funcionamiento (célula)	-40 hasta 90 °C
Tensión Máxima Admisible	1000 V CC
Espesor Cristal	4mm
Tolerancia Potencia	+/- 3%
Coefficiente de Temperatura Potencia	-0.40%/°C

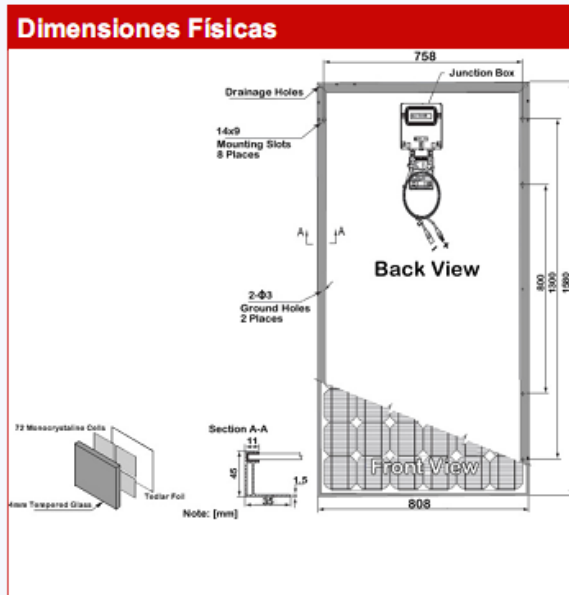
Datos Eléctricos						
Modelo		BS-180S5	BS-185S5	BS-190S5	BS-195S5	BS-200S5
Potencia		180 Wp	185 Wp	190 Wp	195 Wp	200 Wp
Corriente punto de máxima potencia	I_m	4.90 A	5.08 A	5.20 A	5.30 A	5.35 A
Tensión punto de máxima potencia	V_m	36.55 V	36.45 V	36.60 V	36.87 V	37.25 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	5.30 A	5.48 A	5.60 A	5.65 A	5.75 A
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	44.50 V	44.88V	44.85 V	44.90 V	45.20 V
Coefficiente de rendimiento	η_m	14.0 %	14.5 %	15 %	15.3%	15.7 %
Serie Max. Fusible	I_F	9 A	9 A	9 A	9 A	9 A
Potencia Superficie	P_s	140 w/m ²	145 w/m ²	150 w/m ²	153 w/m ²	157 w/m ²
NOCT		45 °C				
Coefficiente de temperatura de V_{oc}		-0.40 %/°C				
Coefficiente de temperatura de I_{sc}		+0.06 %/°C				

Los valores eléctricos se refieren a condiciones de prueba estándar (STC): Irradiación de 1.000 W/m² con espectro de luz AM 1.5 a una temperatura de célula de 25 °C. Las características eléctricas están sujetas a una tolerancia de fabricación de ± 10% y +3% de potencia nominal. Antes de montar los módulos fotovoltaicos, lea por favor con atención nuestras especificaciones eléctricas detalladas anteriormente.

- ### Aplicaciones Típicas
- Tejados fotovoltaicos en viviendas.
 - Tejados fotovoltaicos en naves industriales.
 - Instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a red.
 - Electrificación rural.
 - Telecomunicaciones.



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61738
- Periodic Inspection



• **INVERSOR**

Especificaciones Técnicas

SWISS QUALITY



	SolarMax 20C	SolarMax 25C	SolarMax 30C	SolarMax 35C	SolarMax 50C	SolarMax 80C	SolarMax 100C	SolarMax 300C
Lado de entrada (CC)								
Potencia CC * máxima	24 kW	33 kW	40 kW	45 kW	66 kW	105 kW	130 kW	400 kW
Rango de tensiones MPP	430...800 Vcc							
Tensión de entrada máxima	900 Vcc							
Instalación solar, rango de tensiones nominales (Ayuda para la definición de la conexión serie de las placas de Si mono y poly)	540...635 Vcc							
Corriente de entrada	0...48 Acc	0...63 Acc	0...75 Acc	0...78 Acc	0...120 Acc	0...180 Acc	0...225 Acc	0...720 Acc
Rizado de corriente	< 4 % peak-peak							
Lado de salida (CA)								
Potencia nominal	20 kW	25 kW	30 kW	35 kW	50 kW	80 kW	100 kW	300 kW
Potencia máxima	22 kW	27.5 kW	33 kW	38.5 kW	55 kW	88 kW	100 kW	330 kW
Tensión	3 * 400 + 10 % / -15 % Vca							
Corriente de salida	0...31 Aca	0...38 Aca	0...46 Aca	0...54 Aca	0...77 Aca	0...122 Aca	0...153 Aca	0...459 Aca
Factor de potencia (PF)	> 0.98							
Nominal de red/gama de ajustes	50 Hz / 45...52 Hz							
Distorsión armónica	< 3 %							
Datos de sistema								
Consumo nocturno	2...7 W							
Rendimiento máximo	96 %							
Rendimiento europeo	94.8 %							
Temperatura ambiente	-20 °C...40 °C							
Tipo de protección	IP20							
Forma de conexión	PWM (IGBT) con transformador							
Humedad relativa del aire	0...98 % sin condensación							
Según la CE	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 50178							
Símbolo de verificación	Certificado por TÜV Rheinland							
Normas adicionales	DK 5940, RD 661							
Indicación	Display LC de dos líneas con iluminación de fondo							
Comunicación de datos	Interfaz RS232 / RS485 integrado							
Soportes (anch x pro x alt)	57 x 57 x 117 cm				120 x 80 x 130 cm			2 x 120x80x180 cm
Peso	275 kg	275 kg	370 kg	370 kg	735 kg	805 kg	935 kg	2800 kg

* Dimensiones recomendadas sobre el 15 % (estudio de ISE Fraunhofer)

Reservados todos los derechos. Texto sujeto a modificaciones o errores.



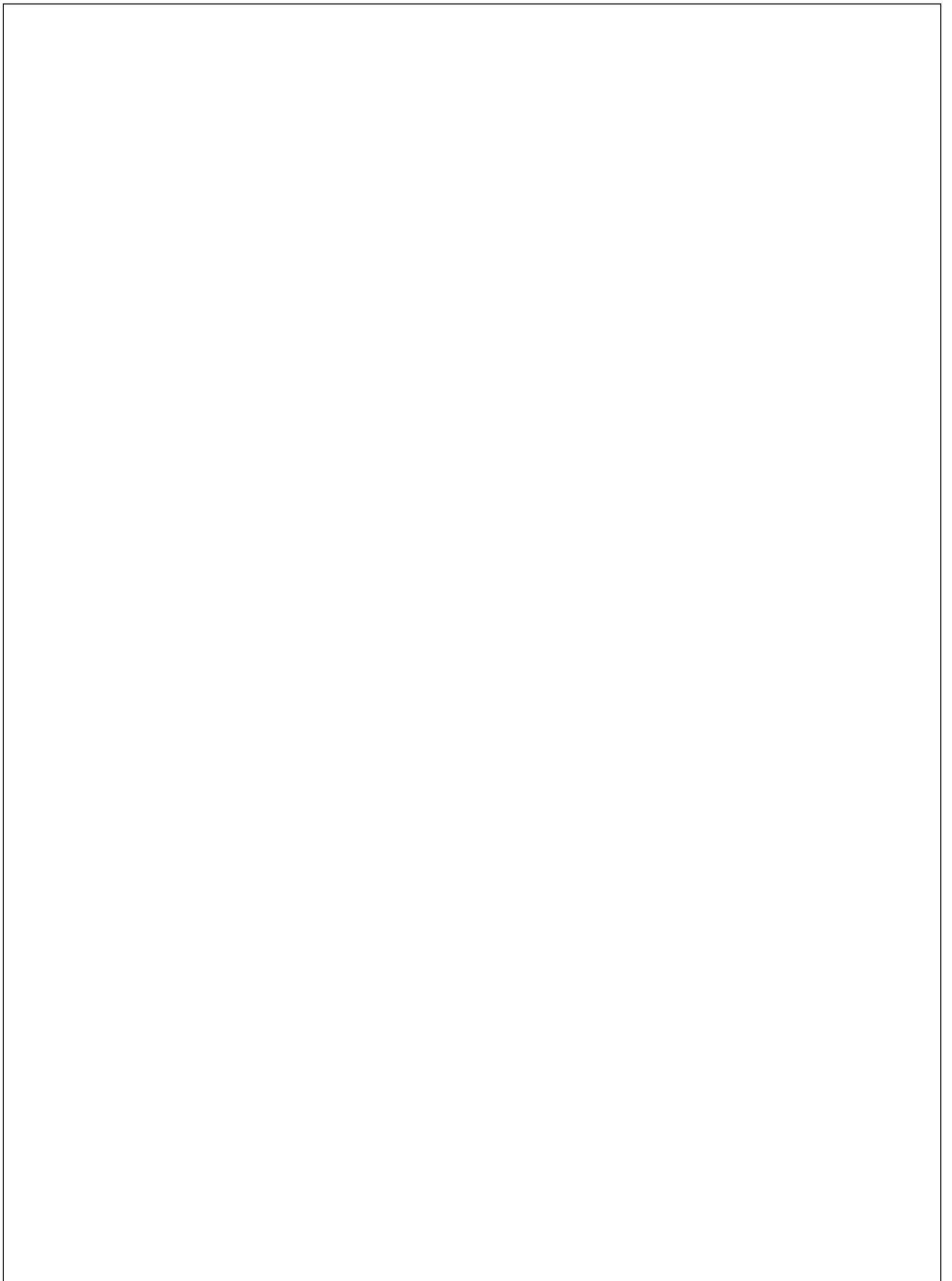
Características

- Inversor compacto sinusoidal PWM
- Máxima eficiencia
- Eficiencia MPP mayor al 99 %
- Procesador de señales digitales (DSP)
- Atractiva relación precio/rendimiento
- Bajo peso y optimización de necesidad de espacio físico
- Garantía de 2 años, prolongable hasta 20 años
- Equipados de serie con puertos RS232 / RS485
- Opción MaxControl para alarma automática, supervisión del inversor y evaluación de datos de rendimiento
- SolarMax ha sido certificado por TÜV Rheinland
- Plazos de entrega dentro del período planificado
- Hotline y rápida respuesta de servicio

ANEXO B

Planos de la Instalación

Distribución de la central



Línea subterránea MT

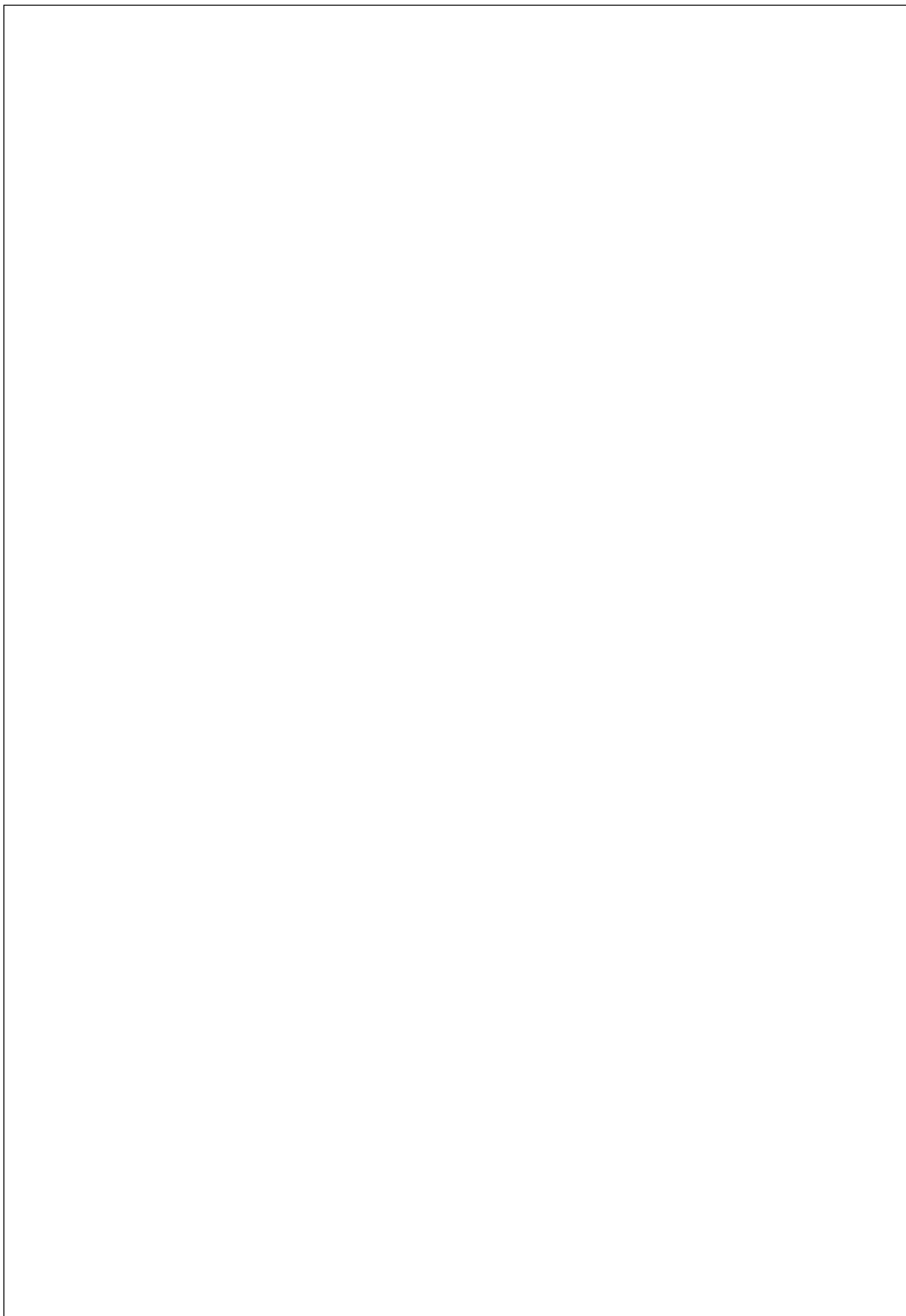
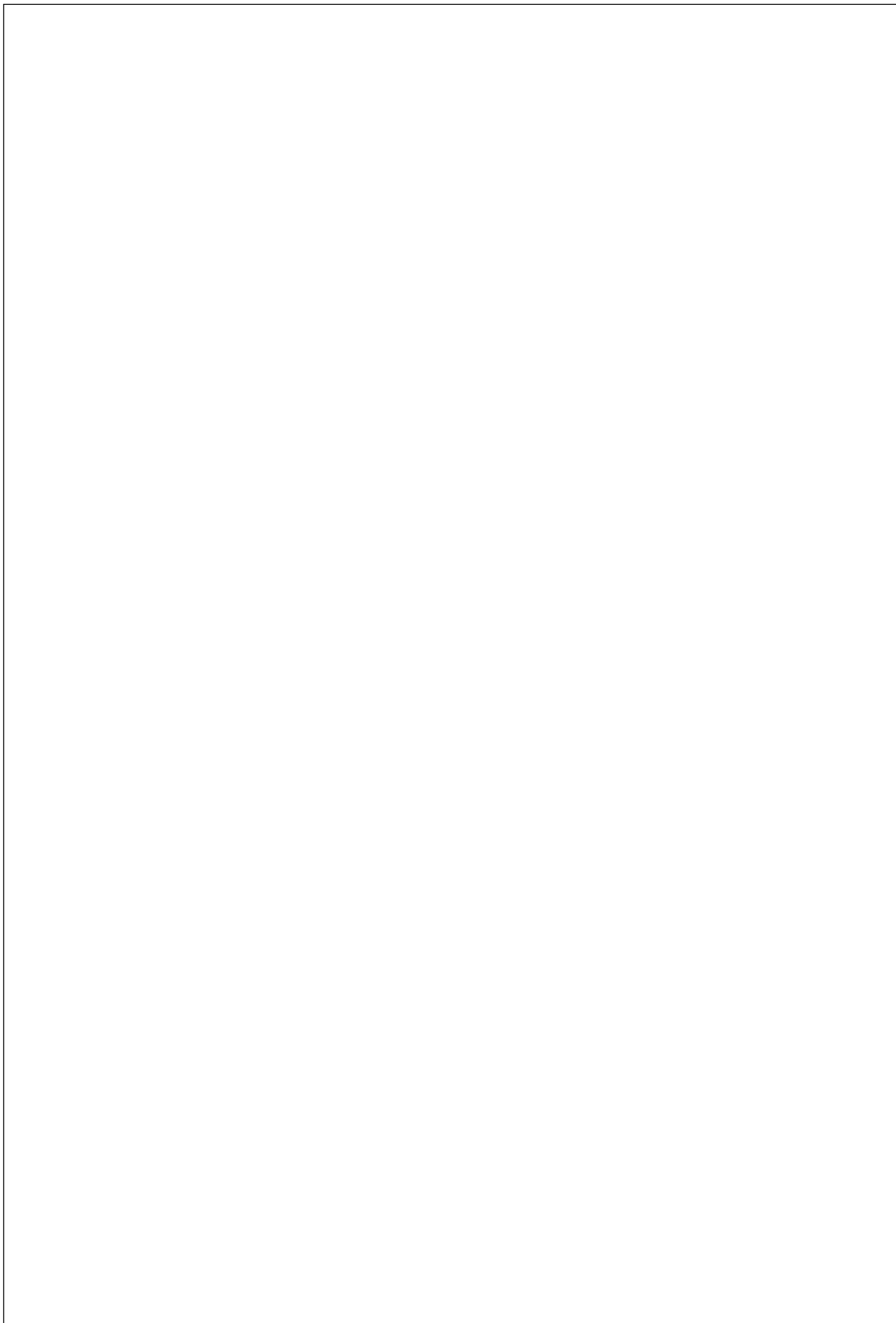


Diagrama unifilar BT grupo 100kW



ANEXO C

RENTABILIDAD DEL PROYECTO

VAN y TIR

A la hora de evaluar la rentabilidad económica de un proyecto, se han de tener en cuenta 2 conceptos fundamentales, el VAN y el TIR.

VAN (valor actual neto): Es la suma de los flujos de caja a lo largo de toda la vida de la instalación menos la inversión inicial, actualizados a la fecha actual. Si el VAN es mayor que 0 el proyecto es económicamente rentable, recuperamos la inversión inicial y tendremos más capital que si lo hubiéramos puesto a renta fija. Como es de suponer a mayor VAN, mayor la rentabilidad del proyecto.

El VAN se calcula como:

$$VAN = \sum V_{Aentradas} - \sum V_{Asalidas}$$

$$V_A = \frac{V_F}{(1 + n)^n}$$

Siendo:

- V_A : Valor actual de las entradas o salidas de capital.
- V_F : Valor en el año 'x' de las entradas o salidas de capital.
- n: número de años hasta año 'x'.

TIR (tasa interna de retorno): es una tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto de una inversión sea igual a cero (VAN=0). Una inversión es rentable si la TIR es mayor que la tasa de interés a renta fija. Cuanto mayor sea la el valor de TIR, mayor será la rentabilidad del proyecto. El valor de la TIR para instalaciones fotovoltaicas depende en gran medida de la tasa de retribución correspondiente que esté vigente, ya

que la tarificación por el kWh viene regulada directamente por él. Así, para instalaciones fijas sobre suelo la tarifa es de 0.43 ctvs./kWh, se tienen unos valores medios de TIR del 8% al 10% aproximadamente.

A continuación se presentan los datos generales de nuestra instalación:

Estimación ingresos por venta de electricidad

CÁLCULO DEL MARGEN OPERATIVO BRUTO													
A) Ingresos:	<u>Año 0</u>	<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>	<u>Año 11</u>	<u>Año 12</u>
Tarifa eléctrica para la venta a la red (ctvs./MWh)	4,0030	4,0630	4,1240	4,1859	4,2486	4,3124	4,3771	4,4427	4,5093	4,5770	4,6456	4,7153	4,7861
Tasa estimada de incremento de esa tarifa		1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Volumen de electricidad que se vende a la red (MWh)	146.597,44	145.644,56	144.697,87	143.757,34	142.822,91	141.894,56	140.972,25	140.055,93	139.145,57	138.241,12	137.342,55	136.449,83	135.562,90
Tasa estimada de incremento de ese volumen		-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%
Ingresos derivados de la venta a la red		591.760,41	596.732,67	601.746,72	606.802,90	611.901,56	617.043,06	622.227,77	627.456,03	632.728,23	638.044,73	643.405,90	648.812,12
Otros ingresos derivados de la instalación	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa estimada de incremento de esos ingresos		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Total de otros ingresos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DE INGRESOS OPERATIVOS	-	<u>591.760</u>	<u>596.733</u>	<u>601.747</u>	<u>606.803</u>	<u>611.902</u>	<u>617.043</u>	<u>622.228</u>	<u>627.456</u>	<u>632.728</u>	<u>638.045</u>	<u>643.406</u>	<u>648.812</u>
B) Gastos:	<u>Año 0</u>	<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>	<u>Año 11</u>	<u>Año 12</u>
Mantenimiento de la instalación	30.000	30.750	31.519	32.307	33.114	33.942	34.791	35.661	36.552	37.466	38.403	39.363	40.347
Servicios, alquileres, derechos y otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa estimada de incremento de esos gastos		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Gastos de operación y mantenimiento	30.000	30.750	31.519	32.307	33.114	33.942	34.791	35.661	36.552	37.466	38.403	39.363	40.347
TOTAL DE GASTOS OPERATIVOS	-	<u>30.750</u>	<u>31.519</u>	<u>32.307</u>	<u>33.114</u>	<u>33.942</u>	<u>34.791</u>	<u>35.661</u>	<u>36.552</u>	<u>37.466</u>	<u>38.403</u>	<u>39.363</u>	<u>40.347</u>
MARGEN OPERATIVO BRUTO	-	<u>561.010</u>	<u>565.214</u>	<u>569.440</u>	<u>573.689</u>	<u>577.959</u>	<u>582.252</u>	<u>586.567</u>	<u>590.904</u>	<u>595.262</u>	<u>599.642</u>	<u>604.043</u>	<u>608.465</u>
Porcentaje de incremento			0,75%	0,75%	0,75%	0,74%	0,74%	0,74%	0,74%	0,74%	0,74%	0,73%	0,73%

**CÁLCULO DEL
MARGEN
OPERATIVO
BRUTO**

A) Ingresos:	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>
Tarifa eléctrica para la venta a la red (ctvs./MWh)	4,8579	4,9307	5,0047	5,0797	5,1559	5,2333	5,3118	5,3915	5,4723	5,5544	5,6377	5,7223
Tasa estimada de incremento de esa tarifa	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Volumen de electricidad que se vende a la red (MWh)	134.681,74	133.806,31	132.936,57	132.072,48	131.214,01	130.361,12	129.513,77	128.671,93	127.835,57	127.004,64	126.179,11	125.358,94
Tasa estimada de incremento de ese volumen	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%
Ingresos derivados de la venta a la red	654.263,77	659.761,22	665.304,86	670.895,08	676.532,28	682.216,84	687.949,17	693.729,66	699.558,73	705.436,77	711.364,20	717.341,44
Otros ingresos derivados de la instalación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa estimada de incremento de esos ingresos	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Total de otros ingresos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DE INGRESOS OPERATIVOS	654.264	659.761	665.305	670.895	676.532	682.217	687.949	693.730	699.559	705.437	711.364	717.341
B) Gastos:	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>
Mantenimiento de la instalación	41.355	42.389	43.449	44.535	45.649	46.790	47.960	49.158	50.387	51.647	52.938	54.262
Servicios, alquileres, derechos y otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa estimada de incremento de esos gastos	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Gastos de operación y mantenimiento	41.355	42.389	43.449	44.535	45.649	46.790	47.960	49.158	50.387	51.647	52.938	54.262
TOTAL DE GASTOS OPERATIVOS	41.355	42.389	43.449	44.535	45.649	46.790	47.960	49.158	50.387	51.647	52.938	54.262
MARGEN OPERATIVO BRUTO	612.908	617.372	621.856	626.360	630.884	635.427	639.990	644.571	649.171	653.790	658.426	663.080
Porcentaje de incremento	0,73%	0,73%	0,73%	0,72%	0,72%	0,72%	0,72%	0,72%	0,71%	0,71%	0,71%	0,71%

Calculo del servicio de la deuda

CÁLCULO DEL SERVICIO DE LA DEUDA													
	<u>Año 0</u>	<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>	<u>Año 11</u>	<u>Año 12</u>
Inversión en inmovilizado y gastos amortizables	4.396.326,80												
Porcentaje que se financia con recursos propios	15%												
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido	0%												
Porcentaje que se financia con deuda	85%												
Importe del capital inicial	659.449,02												
Importe de la subvención	-												
Importe inicial de la deuda	3.736.877,78												
Plazo de amortización (años)	15												
Principal a amortizar anualmente		249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19	249.125,19
Importe de la deuda a final de cada año	3.736.877,78	3.487.752,59	3.238.627,41	2.989.502,22	2.740.377,04	2.491.251,85	2.242.126,67	1.993.001,48	1.743.876,30	1.494.751,11	1.245.625,93	996.500,74	747.375,56
Importe medio de la deuda en cada año		3.612.315,19	3.363.190,00	3.114.064,82	2.864.939,63	2.615.814,45	2.366.689,26	2.117.564,08	1.868.438,89	1.619.313,70	1.370.188,52	1.121.063,33	871.938,15
Tipo de interés de referencia (Euribor u otro)	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%
Margen sobre el Euribor	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Tipo de interés de la deuda	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%
	<u>Año 0</u>	<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>	<u>Año 11</u>	<u>Año 12</u>
Interés anual		158.942	147.980	137.019	126.057	115.096	104.134	93.173	82.211	71.250	60.288	49.327	38.365
Servicio a la deuda anual (Interés + principal)		408.067	397.106	386.144	375.183	364.221	353.260	342.298	331.336	320.375	309.413	298.452	287.490

CÁLCULO DEL SERVICIO DE LA DEUDA												
	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>
Inversión en inmovilizado y gastos amortizables												
Porcentaje que se financia con recursos propios												
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido												
Porcentaje que se financia con deuda												
Importe del capital inicial												
Importe de la subvención												
Importe inicial de la deuda												
Plazo de amortización (años)												
Principal a amortizar anualmente	249.125,19	249.125,19	249.125,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importe de la deuda a final de cada año	498.250,37	249.125,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importe medio de la deuda en cada año	622.812,96	373.687,78	124.562,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tipo de interés de referencia (Euribor u otro)	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%
Margen sobre el Euribor	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Tipo de interés de la deuda	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%
	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>
Interés anual	27.404	16.442	5.481	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servicio a la deuda anual (Interés + principal)	276.529	265.567	254.606	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Finalmente se llega a la tabla de los flujos de caja, y por tanto al cálculo del VAN y del TIR.

CÁLCULO DE LA CUENTA DE RESULTADOS													
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Ingresos operativos		591.760	596.733	601.747	606.803	611.902	617.043	622.228	627.456	632.728	638.045	643.406	648.812
Gastos operativos		30.750	31.519	32.307	33.114	33.942	34.791	35.661	36.552	37.466	38.403	39.363	40.347
Margen operativo bruto		561.010	565.214	569.440	573.689	577.959	582.252	586.567	590.904	595.262	599.642	604.043	608.465
- Amortización		293.088	293.088	293.088	293.088	293.088	293.088	293.088	293.088	293.088	293.088	293.088	293.088
- Intereses		158.942	147.980	137.019	126.057	115.096	104.134	93.173	82.211	71.250	60.288	49.327	38.365
Beneficio antes de impuestos		108.980	124.145	139.333	154.543	169.775	185.029	200.306	215.604	230.924	246.265	261.628	277.012
(Tipo impositivo)	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
- Impuestos		38.143	43.451	48.766	54.090	59.421	64.760	70.107	75.461	80.823	86.193	91.570	96.954
BENEFICIO NETO		70.837	80.694	90.566	100.453	110.354	120.269	130.199	140.143	150.101	160.073	170.058	180.058
Porcentaje de incremento			13,92%	12,23%	10,92%	9,86%	8,99%	8,26%	7,64%	7,11%	6,64%	6,24%	5,88%
CÁLCULO DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL SERVICIO DE LA DEUDA													
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Margen operativo bruto		561.010	565.214	569.440	573.689	577.959	582.252	586.567	590.904	595.262	599.642	604.043	608.465
- Impuestos		38.143	43.451	48.766	54.090	59.421	64.760	70.107	75.461	80.823	86.193	91.570	96.954
- Incremento de necesidades operativas de fondos (NOF)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cálculo del NOF:													
Caja necesaria como % de los ingresos operativos		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Caja necesaria		29.588	29.837	30.087	30.340	30.595	30.852	31.111	31.373	31.636	31.902	32.170	32.441
Cientes como % de los ingresos operativos		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cientes		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proveedores como % de los ingresos operativos		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Proveedores		29.588	29.837	30.087	30.340	30.595	30.852	31.111	31.373	31.636	31.902	32.170	32.441
(NOF como % de los ingresos operativos)		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NOF		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (FCD)		522.867	521.763	520.674	519.599	518.538	517.492	516.460	515.442	514.439	513.449	512.473	511.511
CÁLCULO DEL RATIO DE COBERTURA DEL SERVICIO ANUAL DE LA DEUDA (RCSD)													
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda		522.867	521.763	520.674	519.599	518.538	517.492	516.460	515.442	514.439	513.449	512.473	511.511
Servicio a la deuda anual (SD)		408.067	397.106	386.144	375.183	364.221	353.260	342.298	331.336	320.375	309.413	298.452	287.490
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		1,28	1,31	1,35	1,38	1,42	1,46	1,51	1,56	1,61	1,66	1,72	1,78

Cálculo del Balance, Dividendos, VAN, TIR Y PR

CÁLCULO DEL BALANCE													
BALANCE ANTES DEL REPARTO DE DIVIDENDOS													
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Caja necesaria	0	29.588	29.837	30.087	30.340	30.595	30.852	31.111	31.373	31.636	31.902	32.170	32.441
Caja suplementaria (si es negativa, sería deuda suplementaria)	0	114.800	239.458	373.987	518.403	672.720	836.953	1.011.115	1.195.221	1.389.285	1.593.321	1.807.342	2.031.363
Clientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmovilizado neto	4.396.327	4.103.238	3.810.150	3.517.061	3.223.973	2.930.885	2.637.796	2.344.708	2.051.619	1.758.531	1.465.442	1.172.354	879.265
Gastos amortizables netos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activo	4.396.327	4.247.627	4.079.444	3.921.136	3.772.717	3.634.200	3.505.601	3.386.934	3.278.213	3.179.452	3.090.665	3.011.866	2.943.069
Proveedores	0	29.588	29.837	30.087	30.340	30.595	30.852	31.111	31.373	31.636	31.902	32.170	32.441
Deuda principal	3.736.878	3.487.753	3.238.627	2.989.502	2.740.377	2.491.252	2.242.127	1.993.001	1.743.876	1.494.751	1.245.626	996.501	747.376
Beneficios del año	0	70.837	80.694	90.566	100.453	110.354	120.269	130.199	140.143	150.101	160.073	170.058	180.058
Reservas acumuladas	0	0	70.837	151.531	242.098	342.550	452.904	573.173	703.372	843.515	993.616	1.153.688	1.323.746
Subvención	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449
Total Pasivo	4.396.327	4.247.627	4.079.444	3.921.136	3.772.717	3.634.200	3.505.601	3.386.934	3.278.213	3.179.452	3.090.665	3.011.866	2.943.069
CÁLCULO DE LOS DIVIDENDOS DISTRIBUIBLES													
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Flujo de caja para el servicio de la deuda (FCD)	0	522.867	521.763	520.674	519.599	518.538	517.492	516.460	515.442	514.439	513.449	512.473	511.511
Servicio de la deuda anual (SD)	0	408.067	397.106	386.144	375.183	364.221	353.260	342.298	331.336	320.375	309.413	298.452	287.490
Flujo de caja disponible para dividendos (FCDiv = FCD-SD)	0	114.800	124.658	134.530	144.416	154.317	164.232	174.162	184.106	194.064	204.036	214.022	224.021
FCDiv acumulado	0	114.800	239.458	373.987	518.403	672.720	836.953	1.011.115	1.195.221	1.389.285	1.593.321	1.807.342	2.031.363
Beneficios del año	0	70.837	80.694	90.566	100.453	110.354	120.269	130.199	140.143	150.101	160.073	170.058	180.058
Beneficios acumulados como límite al reparto de dividendos	0	70.837	151.531	242.098	342.550	452.904	573.173	703.372	843.515	993.616	1.153.688	1.323.746	1.503.804
	0	70.837	151.531	242.098	342.550	452.904	573.173	703.372	843.515	993.616	1.153.688	1.323.746	1.503.804
Dividendos repartibles acumulados	0	70.837	151.531	242.098	342.550	452.904	573.173	703.372	843.515	993.616	1.153.688	1.323.746	1.503.804
Dividendos repartibles anualmente	0	70.837	80.694	90.566	100.453	110.354	120.269	130.199	140.143	150.101	160.073	170.058	180.058

**CÁLCULO DEL
BALANCE
BALANCE ANTES DEL
REPARTO DE
DIVIDENDOS**

	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24
Caja necesaria	32.713	32.988	33.265	33.545	33.827	34.111	34.397	34.686	34.978	35.272	35.568	35.867
Caja suplementaria (si es negativa, sería deuda suplementaria)	2.265.397	2.509.457	2.763.557	2.980.183	3.199.750	3.422.270	3.647.756	3.876.220	4.107.674	4.342.129	4.579.599	4.820.093
Clientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmovilizado neto	586.177	293.088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos amortizables netos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activo	2.884.287	2.835.534	2.796.822	3.013.728	3.233.577	3.456.381	3.682.153	3.910.906	4.142.652	4.377.401	4.615.167	4.855.960
Proveedores	32.713	32.988	33.265	33.545	33.827	34.111	34.397	34.686	34.978	35.272	35.568	35.867
Deuda principal	498.250	249.125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficios del año	190.071	200.097	210.136	216.626	219.567	222.520	225.486	228.464	231.454	234.456	237.469	240.494
Reservas acumuladas	1.503.804	1.693.874	1.893.971	2.104.108	2.320.734	2.540.301	2.762.821	2.988.307	3.216.771	3.448.225	3.682.680	3.920.150
Subvención	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449
Total Pasivo	2.884.287	2.835.534	2.796.822	3.013.728	3.233.577	3.456.381	3.682.153	3.910.906	4.142.652	4.377.401	4.615.167	4.855.960

**CÁLCULO DE LOS
DIVIDENDOS
DISTRIBUIBLES**

	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24
Flujo de caja para el servicio de la deuda (FCD)	510.563	509.628	508.706	509.715	512.655	515.609	518.574	521.552	524.542	527.544	530.558	533.583
Servicio de la deuda anual (SD)	276.529	265.567	254.606	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja disponible para dividendos (FCDiv = FCD-SD)	234.034	244.060	254.100	509.715	512.655	515.609	518.574	521.552	524.542	527.544	530.558	533.583
FCDiv acumulado	2.265.397	2.509.457	2.763.557	3.273.272	3.785.927	4.301.536	4.820.110	5.341.662	5.866.204	6.393.749	6.924.306	7.457.889
Beneficios del año	190.071	200.097	210.136	216.626	219.567	222.520	225.486	228.464	231.454	234.456	237.469	240.494
Beneficios acumulados como límite al reparto de dividendos	1.693.874	1.893.971	2.104.108	2.320.734	2.540.301	2.762.821	2.988.307	3.216.771	3.448.225	3.682.680	3.920.150	4.160.644
	1.693.874	1.893.971	2.104.108	2.320.734	2.540.301	2.762.821	2.988.307	3.216.771	3.448.225	3.682.680	3.920.150	4.160.644
Dividendos repartibles acumulados	1.693.874	1.893.971	2.104.108	2.320.734	2.540.301	2.762.821	2.988.307	3.216.771	3.448.225	3.682.680	3.920.150	4.160.644
Dividendos repartibles anualmente	190.071	200.097	210.136	216.626	219.567	222.520	225.486	228.464	231.454	234.456	237.469	240.494

CÁLCULO DEL BALANCE TRAS EL REPARTO DEL TOTAL DE LOS DIVIDENDOS REPARTIBLES

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	
Caja necesaria	0	29.588	29.837	30.087	30.340	30.595	30.852	31.111	31.373	31.636	31.902	32.170	32.441	32.713	32.988	33.265	33.545	33.827	34.111	34.397	34.686	34.978	35.272	35.568	35.867	
Caja suplementaria	0	43.963	87.927	131.890	175.853	219.816	263.780	307.743	351.706	395.669	439.633	483.596	527.559	571.522	615.486	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449
Clientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmovilizado neto	4.396.327	4.103.238	3.810.150	3.517.061	3.223.973	2.930.885	2.637.796	2.344.708	2.051.619	1.758.531	1.465.442	1.172.354	879.265	586.177	293.088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos amortizables netos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activo	4.396.327	4.176.790	3.927.913	3.679.039	3.430.166	3.181.296	2.932.428	2.683.562	2.434.698	2.185.837	1.936.977	1.688.120	1.439.265	1.190.413	941.562	692.714	692.994	693.276	693.560	693.846	694.136	694.427	694.721	695.017	695.316	
Proveedores	0	29.588	29.837	30.087	30.340	30.595	30.852	31.111	31.373	31.636	31.902	32.170	32.441	32.713	32.988	33.265	33.545	33.827	34.111	34.397	34.686	34.978	35.272	35.568	35.867	
Deuda principal	3.736.878	3.487.753	3.238.627	2.989.502	2.740.377	2.491.252	2.242.127	1.993.001	1.743.876	1.494.751	1.245.626	996.501	747.376	498.250	249.125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subvención	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449	659.449
Total Pasivo	4.396.327	4.176.790	3.927.913	3.679.039	3.430.166	3.181.296	2.932.428	2.683.562	2.434.698	2.185.837	1.936.977	1.688.120	1.439.265	1.190.413	941.562	692.714	692.994	693.276	693.560	693.846	694.136	694.427	694.721	695.017	695.316	

Cuadro de resumen:

CUADRO RESUMEN DEL PROYECTO: HIPÓTESIS Y RESULTADOS														
Nombre:														
ASPECTOS OPERATIVOS														
			Inflaciones previstas para esas estimaciones iniciales:											
Volúmenes iniciales:			Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Venta de electricidad a la red (MWh)	146.597,4		-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%
Otros ingresos derivados de la instalación	0		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Precios iniciales:														
Tarifa eléctrica de venta a la red	4,003		1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Mantenimiento de la instalación	30.000		2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Servicios, alquileres, derechos y otros	0		2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Total de la inversión	4.396.327													
A financiar con recursos propios	659.449													
A financiar con subvención a fondo perdido	0													
A financiar con deuda	3.736.878													
Plazo de devolución	15													
Tipo de interés	4,40%													
Necesidades operativas de fondos (NOF) como % de las ventas	0%													
Tasa de descuento aplicada para calcular el VAN de la inversión	10%													
		Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Total de ingresos operativos		0	591.760	596.733	601.747	606.803	611.902	617.043	622.228	627.456	632.728	638.045	643.406	648.812
Margen operativo bruto		0	561.010	565.214	569.440	573.689	577.959	582.252	586.567	590.904	595.262	599.642	604.043	608.465
Beneficio neto		0	70.837	80.694	90.566	100.453	110.354	120.269	130.199	140.143	150.101	160.073	170.058	180.058
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (FCD)		0	522.867	521.763	520.674	519.599	518.538	517.492	516.460	515.442	514.439	513.449	512.473	511.511
Servicio a la deuda anual		0	408.067	397.106	386.144	375.183	364.221	353.260	342.298	331.336	320.375	309.413	298.452	287.490
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		0,00	1,28	1,31	1,35	1,38	1,42	1,46	1,51	1,56	1,61	1,66	1,72	1,78
Dividendos distribuibles anualmente		0	70.837	80.694	90.566	100.453	110.354	120.269	130.199	140.143	150.101	160.073	170.058	180.058
VAN de la inversión para el accionista		2.264												
TIR de la inversión para el accionista		10%												
Período de retorno (pay-back) de la inversión para el accionista			Años											
	y		Meses											

6
8

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS

1. **ABELLA, M.**, Sistemas Fotovoltaicos: Introducción al Diseño y Dimensionado de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica., Madrid 2005., Publicaciones técnica, S.L.
2. **FERNÁNDEZ, S.**, Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica., Madrid, 2009., (Adaptada al Código Técnico de la Edificación)., Documento Público.
3. **HANS, R.**, Energía Solar y Aplicaciones., EE.UU., 2005 Documento Público.
4. **HULSHORST, W.**, Manual Práctico de Evaluación de una Instalación de Energía Fotovoltaica a Pequeña Escala., Madrid, 2010., Documento Público.
5. **MARSHALL, L.**, Estadística para Administración y Economía., 11va ed., Bogotá: D’Vinni, 2004., Pp. 261-420

6. **OÑATE, D.**, Diseño de una Instalación Solar Fotovoltaica., España, 2006., Documento Público.
7. **PAREJA APARICIO, M.**, Cálculo de una Instalación Aislada., 1ra ed., Madrid: Marcombo, 2010., Pp. 24-145
8. **SÁNCHEZ, S.**, Conceptos y Aplicaciones de las Energías Renovables., Quito, 2003., Documento Público.
9. **WOLFGANG, P.**, Estudio Económico de la Energía Solar., 1ra ed., Barcelona: Blume, 1997., Pp. 95-172.

INTERNET:

1. **CENTRO DE TRANSFORMACIÓN**

<http://www.ormazabal.com/es/nuestras-1%C3%ADneas-de-negocio/distribution-network-solutions/centros-fotovolta%C3%ADcos/familia-cfi/cfi-500>

2012-07-08

2. **COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ECUADOR**

<http://www.meer.gov.ec>

2012-08-10

3. DISTRIBUIDORES DE PANELES SOLARES EN ECUADOR:

<http://www.proviento.com.ec/index.html>

2012-06-23

4. ENERGÍA SOLAR EN EL ECUADOR

<http://www.energia.org.ec/solar.html>

2012-05-15

5. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

<http://www.biodisol.com/energia-solar/energia-solar-fotovoltaica/>

2012-05-16

6. ENERGÍA CON RECURSOS RENOVABLES, INFORMACIÓN:

http://www.ciner.org/index.php?permalink=censolar_1249

2012-06-23

7. INVERSOR SOLAR

<http://www.solarmax.com/es/productos/inversores-centrales/ts-serie/?tab=specifications>

2012-07-07

8. SECCIÓN DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS:

http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora_seccion.php?osCsid=08ac5600afe7f2395ed36b937af5721d

2012-05-15

9. SELECCIÓN DE COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO:

<http://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-aislados-la-red/calculo-sección-cables-cc>

2012-05-15

10. PANEL SOLAR

<http://www.solarchoice.net.au/blog/solar-power-brisbane-solar-choice-brisbane-office/>

2013-06-13

11. PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA ENERGÍA ELÉCTRICA

<http://www.codesolar.com/Energia-Solar/Energias-Renovables/Paneles-Solares-Modulos-Celdas.html>

2012-05-15

12. POSICIÓN GEOGRÁFICA DE RIOBAMBA:

<http://www.googleearth.es/>

2012-05-15

13. REGLAMENTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA ECUADOR

<http://www.conelec.gov.ec>

2012-08-10

14. REGULACIÓN CONELEC

[www.wind-](http://www.wind-works.org/FeedLaws/Ecuador/CONELEC%2000411%20ERNC.pdf)

[works.org/FeedLaws/Ecuador/CONELEC%2000411%20ERNC.pdf](http://www.wind-works.org/FeedLaws/Ecuador/CONELEC%2000411%20ERNC.pdf)

2012-08-10

15. RENDIMIENTO GLOBAL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

[http://www.diegoonate.es/diseño de una instación solar fotovoltaica//](http://www.diegoonate.es/diseño%20de%20una%20instación%20solar%20fotovoltaica/)

2012-06-23