



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADA A LA RED,
PARA AUTOCONSUMO EN UN TALLER INDUSTRIAL EN
GUAYAQUIL”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD, ELECTRÓNICA Y
AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL**

ÁNGEL CÉSAR RODAS TIXE

CARLOS ALBERTO ARÉVALO SUÁREZ

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTOS.

Mis agradecimientos a Dios, por poner luz en mi camino, a mis padres Juana y Cesar por brindarme siempre su apoyo incondicional, a mis hermanas Celmi y Angelita por ser pilar en mi vida y en especial a mi esposa Alicia, quien ha sabido apoyarme en todo momento.

César Rodas Tixe

DEDICATORIA.

Este trabajo se lo dedico a 4 personas muy importantes en mi vida, Nathy, Xavercito, Daya y Paulita, hijos míos los amo eternamente.

César Rodas Tixe.

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.

.....
Msc. Janeth Carolina Godoy

PROFESOR EVALUADOR

.....
Msc. Sara Ríos

PROFESOR EVALUADOR

.....
Dr. Wilton Ágila

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA.

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

César Rodas Tixe.

Carlos Arévalo Suárez

RESUMEN.

En el presente proyecto se desarrolla el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico de generación distribuida conectado a la red, para el consumo en un taller industrial. Este proyecto nace de la idea de cubrir la demanda y tener un sistema autónomo de generación de energía eléctrica que se encuentre conectado a la red de distribución pública de consumo eléctrico en Guayaquil, buscando alternativas en energía renovable y planteándonos resolver el problema de generación eléctrica por medio de las células fotovoltaicas.

Es así que se realiza un estudio completo sobre la demanda eléctrica en el taller industrial, además de la revisión del aspecto económico para su implementación con el fin de tener ganancias en corto y mediano plazo

Una vez terminado nuestro estudio se determinó que el resultado obtenido desde el análisis técnico es viable, es decir con la selección y cálculos realizados se cubre la demanda eléctrica generada por el emplazamiento. Revisado desde el punto de vista económico de la aplicación del proyecto es inviable.

La inviabilidad se debe específicamente por tiempo extendido del retorno de la inversión, puesto que toma 16 años en retornar el valor inicial invertido, cayendo a partir del año 15 en la pérdida de eficiencia del sistema.

Siendo estas pérdidas generadas por el tiempo de vida de los equipos, ello conlleva a que con el paso del tiempo la demanda eléctrica del taller industrial no será cubierta por la generación eléctrica obtenida por el sistema fotovoltaico.

INTRODUCCIÓN.

El proyecto está diseñado de tal manera que pueda generar la cantidad de energía eléctrica necesaria para satisfacer la demanda del taller industrial durante la jornada laboral diaria, para ello se ha realizado cálculos de dimensionamiento de generación eléctrica a través de células fotovoltaicas, además del estudio de viabilidad técnica y económica, todo esto es necesario para diseñar y dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a la red, también se revisa el costo/beneficio para los dueños del taller industrial en Guayaquil.

Como limitante tenemos que el proyecto se enfoca sólo para este caso de estudio en la demanda de energía eléctrica generada por este taller industrial, es decir que el diseño solo se aplica para esta capacidad de demanda y por ello todo el dimensionamiento es único.

En el primer capítulo se enuncia la mecánica del problema planteado y su razonamiento para solucionarlo, siendo delimitado específicamente por los objetivos planteados de forma clara.

El segundo capítulo corresponde específicamente al marco teórico del proyecto, capítulo en el cual se definirá los diferentes elementos que conformará el sistema fotovoltaico (SFV), tomando definiciones formales de los diferentes parámetros que se utilizarán en el desarrollo de este proyecto.

En el tercer capítulo, con el levantamiento de los datos a utilizarse, se realizará los cálculos correspondientes, cantidad de paneles solares, selección del inversor, cableado y protección del sistema fotovoltaico, con ello se obtendrá el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para el taller industrial.

En el cuarto capítulo se muestra el análisis económico y la viabilidad para aplicar el proyecto en el emplazamiento seleccionado, teniendo como principal punto de análisis la inversión realizada versus el retorno de la inversión, a partir de esta revisión se determina la viabilidad del proyecto.

ÍNDICE GENERAL.

AGRADECIMIENTOS.....	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN	vi
INTRODUCCIÓN.....	vii
ÍNDICE GENERAL	viii
CAPÍTULO 1	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA, OBJETIVO Y JUSTIFICACIÓN	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Objetivos	1
1.2.1 Objetivo general	1
1.2.2 Objetivo específico	1
1.3 Justificación	2
CAPÍTULO 2.....	4
2. ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO	4
2.1 Antecedente.....	4
2.2 Marco teórico.....	6
2.2.1 Energía renovable	6
2.2.2 Origen de la energía solar	6
2.2.3 Horas Sol Pico (HSP).....	10
2.2.4 Energía fotovoltaica.....	10
2.2.5 El efecto fotovoltaico	11
2.2.6 La célula solar	12
2.2.7 Tipos de células solares.....	14
2.3 Sistemas fotovoltaicos.....	15

2.3.1 Elementos de un sistema fotovoltaico.....	15
2.3.2 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	17
CAPÍTULO 3.....	19
3. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SFVCR	19
3.1 Diseño de la instalación.....	19
3.1.1 Ubicación y emplazamiento del SFV.....	19
3.2 Metodología del cálculo del SFVCR.....	24
3.2.1 Radiación solar en la zona	24
3.3 Cálculo de la energía consumida en el taller industrial.....	28
3.4 Selección de los módulos para SFVCR	30
3.5 Cálculo de la cantidad de módulos fotovoltaicos y área disponible para la instalación	31
3.6 Selección y cálculo de cantidad de inversores	33
3.6.1 Selección del inversor	33
3.6.2 Determinación de la cantidad de inversores	35
3.7 Paneles fotovoltaicos.....	35
3.7.1 Cálculo del arreglo de los módulos fotovoltaicos.....	35
3.7.2 Dimensionamiento del sistema fotovoltaicos	36
3.8 Cálculo de la inclinación, orientación, separación y sombras en los módulos fotovoltaicos, estructura de soporte	38
3.8.1 Cálculo de inclinación y orientación de los paneles solares	38
3.8.2 Separación y sombra en los paneles fotovoltaicos.....	41
3.8.3 Estructura de soporte de las células solares	42
3.9 Eficiencia del sistema fotovoltaico.....	45
3.9.1 Pérdidas de eficiencia de la célula fotovoltaica por efecto de la temperatura.....	46
3.9.2 Pérdidas por efecto Mistmach.....	47
3.9.3 Pérdidas por cableado.....	49

3.9.4 Pérdidas por inversor	49
3.9.5 Pérdidas por transformador.....	49
3.9.6 Pérdidas por polución.....	50
3.10 Transformador de potencia	50
3.11 Selección de cables conductores de la instalación fotovoltaica.....	51
3.12 Sistema de puesta a tierra.....	54
CAPÍTULO 4.....	56
4. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN	56
4.1 Análisis técnico-económico de la instalación fotovoltaica del taller industrial.....	56
4.2 Inversión inicial	56
4.3 Costo de la instalación fotovoltaica del taller industrial.....	57
4.3.1 Costos de equipos y herrajes.....	57
4.3.2 Costos por cableado y equipos varios	58
4.3.3 Costos de dirección técnica, permisos de construcción y otros.....	59
4.3.4 Costos profesionales y mano de obra para el desarrollo de la instalación	60
4.3.5 Costo total de la inversión	61
4.4 Costos generados por el consumo eléctrico en el taller industrial.....	61
4.5 Análisis de retorno de inversión	62
4.6 Viabilidad del proyecto	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65
BIBLIOGRAFÍA.....	68
ANEXOS.....	70

CAPÍTULO 1.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA, OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN.

1.1 Planteamiento del problema.

Tomando en consideración que la ubicación geográfica donde se aplica este análisis, no es un sector industrial, por el contrario es un área residencial y el problema que genera el consumo excesivo de energía eléctrica a los diferentes usuarios de la red de distribución pública nos hace plantear el proyecto de autonomía eléctrica, la cual tomamos como estudio para el taller industrial.

Este problema de consumo excesivo de diferentes usuarios, genera inestabilidad eléctrica en el sistema de distribución pública, el cual provoca daños en equipos eléctricos y electrónicos, esto es producto de las cargas eléctricas que se encuentran distribuidas en los diferentes circuitos que conforman este sector son desordenadas, sufren variaciones de voltajes y caídas de tensión en las líneas secundarias que alimentan eléctricamente nuestro emplazamiento.

Estas caídas de tensión en los diferentes circuitos, se deben al crecimiento desordenado que ha tenido el sector, generando problemas en los diferentes usuarios tanto residenciales, como industriales.

Todo esto nos conlleva a buscar una alternativa de solución de forma autónoma, limpia y ecológica, sin afectar a los diferentes usuarios eléctricos.

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo general.

Dimensionar una instalación de sistema fotovoltaica de generación distribuida conectada a la red para autoconsumo en un taller industrial en Guayaquil.

1.2.2 Objetivos específicos.

- Analizar el estudio de demanda eléctrica del taller industrial en horas de mayor producción.
- Dimensionar un sistema de generación de energía eléctrica de alta eficiencia energética que cubra toda la demanda de consumo eléctrico del taller industrial, cuyo excedente de producción se envíe a la red eléctrica integrando una fuente de energía renovable.
- Determinar el costo/beneficio del proyecto para su fiabilidad y rentabilidad en el tiempo.

1.3 Justificación.

Los proyectos fotovoltaicos traen una nueva visión a la generación de energía de manera tradicional. En la actualidad el uso de la energía verde genera un efecto de desarrollo en obtención de energía mediante el respeto hacia el medio ambiente, tomado en consideración que su obtención no genera, ni emite daños al entorno en el cual se aplica el proyecto de implementación.

La generación de energía con fuentes tradicionales y el consumo imprudente de esta energía, conforman parte de la peligrosa contaminación del medio ambiente y de los sistemas ecológicos.

La sobre-explotación de los combustibles fósiles han provocado daños directos al medio ambiente debido a la emisión de gases de efecto invernadero, algunos de los más severos es el calentamiento global, derrames de combustibles en efluentes marítimos y la contaminación ambiental entre otros. Como respuesta a los problemas antes señalados estamos promoviendo un proyecto de energía renovable, el cual convierte en un medio de ahorro económico, beneficioso para el ambiente y generando protección al planeta.

En respuesta a lo expuesto en el párrafo anterior, se busca promover los proyectos de energía renovable, con el objetivo de convertirlos en una solución ante los problemas ambientales en los cuales se encuentra inmerso el planeta y

conseguir a mediano y largo plazo la reducción significativa en los costos de generación de energía.

Logrando así que las industrias se interesen más en este tipo de proyectos, que buscan obtener fuentes de energía limpia y permanente a un costo competitivo.

Aplicando este proyecto y su desarrollo estamos colaborando con la implementación de generación de energía renovable, creando como alternativa a la energía generada de manera amigable con el medio ambiente y además el sistema desarrollado tendrá la capacidad de producir toda la energía necesaria para realizar las labores en el taller industrial.

CAPÍTULO 2.

2. ANTECEDENTE Y MARCO TEÓRICO.

2.1 Antecedente.

El sector eléctrico Ecuatoriano es abastecido básicamente por hidroeléctricas y termoeléctricas, siendo uno de los mayores consumidores de la producción de energía eléctrica el área industrial, luego de ellos se tiene el sector residencial el cual se observa en la Figura 2.1, esta división es analizada en el informe balance energético nacional 2015 del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE). [1] Además de la proyección del plan maestro de electrificación 2013– 2022 (CELEC). [2]

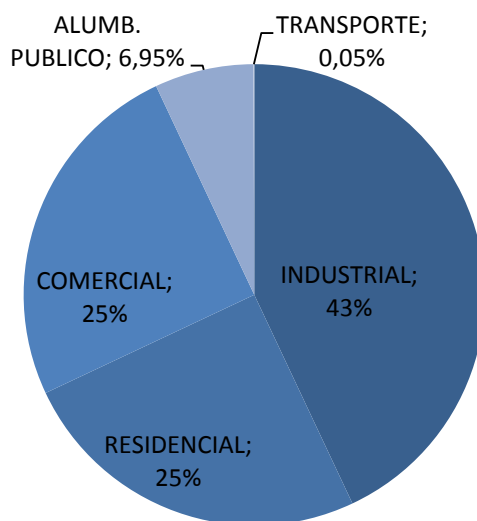


Figura 2.1: Consumo de energía eléctrica por sector (MICSE)

El proyecto se enfoca en el consumo eléctrico para el área industrial, el cual se observa que es el 1er consumidor de energía en el Ecuador, teniendo el sector industrial el consumo proyectado de 7955 GWh para el año 2016,

correspondiente al 43% de la producción de energía en el país como se observa en la Figura 2.2.

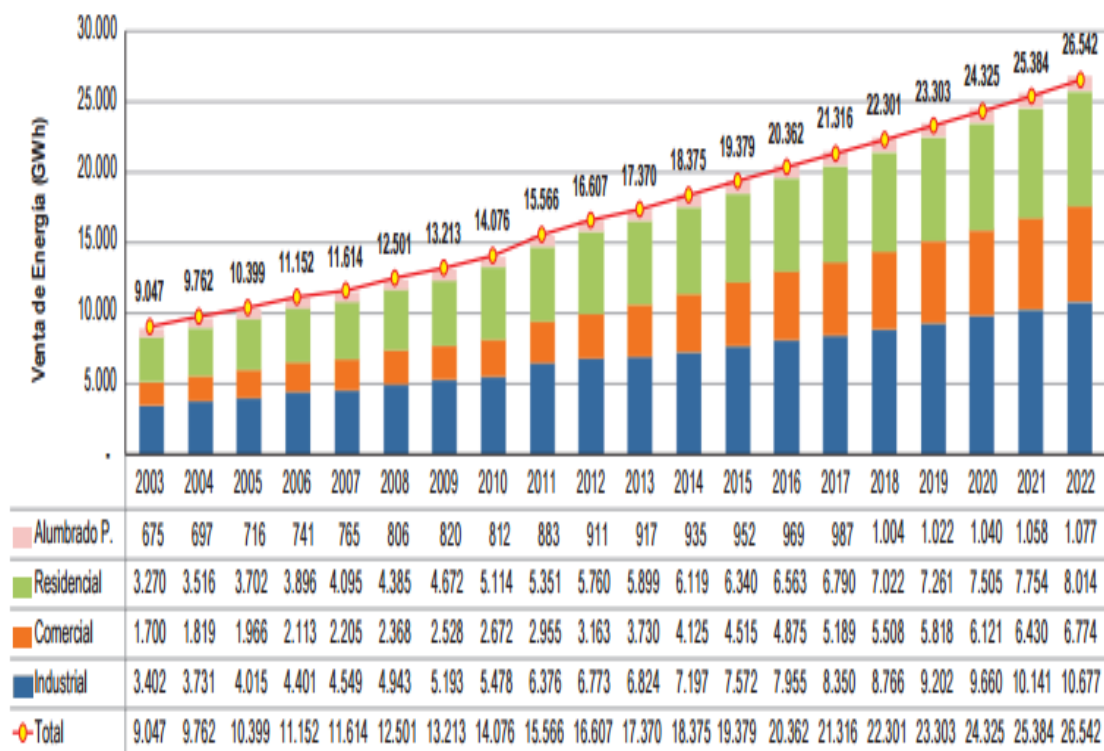


Figura 2.2: Consumo de energía eléctrica por sector (MICSE) y proyección de demanda global (CELEC).

El hecho de encontrar instalaciones eléctricas dentro de un área específica y designadas como residencial o comercial, no garantizan que los circuitos eléctricos sean estables y balanceados, por ende las fluctuaciones de voltaje en el secundario que alimenta eléctricamente al taller industrial son elevadas y esto genera serios inconvenientes a los equipos eléctricos y electrónicos al momento de su funcionamiento.

Las fluctuaciones de energía generada por los consumos desproporcionados en el sector durante el día, nos genera la idea de plantear un sistema de obtención de energía limpia, renovable y amigable con el medio ambiente en

el taller industrial, en el cual el consumo se encuentra generado por maquinarias eléctricas que se encuentran analizadas en el capítulo 3.

2.2 Marco Teórico.

Para la elaboración del proyecto se aplican conceptos básicos que están involucrados con la generación de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico, estos conceptos son estudiados en este capítulo y se le da el énfasis correspondiente a cada tema desarrollado.

2.2.1 Energía renovable.

Las energías renovables son todas aquellas que provienen de una fuente natural, son recursos limpios y casi inagotables. [3]

Por lo tanto, se indica específicamente a la fuente inagotable de energía de un recurso natural, cuya capacidad para transformarse en otro tipo de energía es muy diversa. Tenemos diversos tipos de energía renovable entre ellas:

- Energía de Biogás.
- Energía de Biomasa.
- Energía del Mar.
- Energía Geotérmica.
- Energía Hidroeléctrica.
- Energía Solar.
- Energía Eólica.
- Energía Nuclear, entre otras.

Para la realización del proyecto se necesita conocer sobre el origen de la energía solar, tema el cual se lo trata a continuación.

2.2.2 Origen de la energía solar.

El sol es el elemento más importante en nuestro sistema solar, el produce y emana hacia la Tierra en 1 hora una cantidad de energía, que equivale a la necesaria para suplir todas las necesidades energéticas durante un año. [4]

Toda la energía solar no llega a la superficie de la Tierra, esto se debe a que al atravesar la atmósfera, la radiación pierde intensidad.

Debido a la capacidad que tiene el sol de emitir energía manifestándose en forma de calor y luz, esta energía es considerada como renovable y libre de contaminación.

Para el desarrollo de este proyecto, se necesita conocer sobre la radiación solar, tema el cual lo tratamos a continuación.

Radiación solar.

La radiación solar es el conjunto de energía electromagnética emitida por el sol. Producto de reacciones y fusiones nucleares se produce una pérdida de masa solar que se convierte en energía, produciéndose así la energía solar y la forma emisión de esta energía desde la fuente hacia la tierra es en todas las direcciones, teniendo en consideración la incidencia o posición terrestre al momento de su emisión, de ello depende el día o la noche en los diferentes puntos de la tierra. [5]

Los parámetros fundamentales que inciden en la cantidad de radiación disponible en la superficie terrestre son:

1. La transparencia de la atmosfera, caracterizada por su transmisividad.
2. La nubosidad.
3. El día del año y su duración astronómica.
4. La elevación del Sol en el horizonte.
5. La heliofanía, definida como el tiempo en horas durante el cual el sol tiene un brillo solar efectivo.

El estudio y análisis estará basado en le energía solar, la cual se clasifica en los siguientes grupos:

- Radiación directa.

- Radiación difusa.
- Radiación reflejada o albedo.

Para éste proyecto y en general consideramos la radiación solar reflejada o albedo también conocida como global como la radiación a tomar en cuenta hacia nuestro fin de aplicación.

Radiación solar global.

La irradiación o radiación solar global es la suma de la radiación solar directa con la radiación solar difusa. Es considerada como toda radiación que llega a la tierra la cual se mide sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180 grados y es el resultado de la componente vertical de la radiación directa más la radiación difusa. El aporte de cada componente a la radiación global, varía con la altura del sol, la transparencia de la atmosfera y la nubosidad.

El flujo de esta energía se mide por unidad de área y de tiempo sobre la superficie horizontal expuesta al sol y sin ningún tipo de sombra, de esta manera, si llamamos:

H: flujo de radiación global

Hd: flujo de radiación difusa

Hb: la componente directa

Por lo tanto:

$$H = I * \sen h + Hd \quad (2.1)$$

Dónde:

I: radiación solar Directa

h: altura del sol sobre el horizonte.

Irradiancia solar.

La cantidad de energía que proviene del sol, se conoce como irradiancia solar total, y es la cantidad de energía que proviene del sol

por unidad de área, esta cantidad de energía que recibe cada punto por encima de la atmósfera terrestre, en cada instante de tiempo, es considerada como la magnitud de la intensidad de radiación solar y es medida como una potencia instantánea por unidad de superficie, W/m^2 o en su defecto por unidades equivalentes.

Para fines de aplicaciones se considera como una constante, llamada Constante Solar, la cual tiene un valor promedio de $1367 W/m^2$, este valor es provisto por la Organización Meteorológica Mundial (WMO). [6]

El proyecto se limita específicamente a nuestro país, por lo que necesitamos conocer datos específicos para el Ecuador.

Radiación solar en el Ecuador.

La latitud geográfica del territorio ecuatoriano, es un factor que indica la obtención de una alta radiación solar, aunque en las regiones montañosas la radiación puede variar considerablemente.

La estación del año y las condiciones climáticas, inciden en las mediciones de radiación solar dependiendo del momento del día del año cuando se las realicen.

Irradiancia en superficies inclinadas.

La irradiancia en una superficie perpendicular a la dirección de propagación, es siempre mayor a la radiación solar en cualquier superficie ubicada con otra orientación o posición. Al variar el azimut y la altura solar, se debe de tomar en consideración que el ángulo de incidencia de los rayos solares no siempre es constante, ello conlleva a que la situación óptima de captura de energía solar, se daría sobre una superficie seguidora a la emisión de la radiación solar, no obstante y generalmente la superficie de ubicación siempre es fija.

Para considerar si una determinada superficie ya existente es apta para su uso solar, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre dicha superficie.

2.2.3 Horas Sol Pico (HSP).

La energía solar fotovoltaica está relacionada directamente con la radiación solar, la cual es el principal elemento a la hora de calcular la producción de un sistema fotovoltaico. Se considera un elemento básico en este estudio, y se lo llamara “horas sol pico” (H.S.P), y se define como la irradiancia emitida por el sol en un número de horas al día y es medida en W/m^2 . [7]

Cómo conocemos el valor de la H.S.P, la producción de energía se obtiene multiplicando la potencia del panel por la H.S.P y por un factor de pérdidas.

Si la irradiancia viene expresada en kWh/m^2 es un caso especialmente interesante ya que las horas de sol pico, de acuerdo a la definición dada inicialmente, coinciden con el número en que viene expresada la irradiación, cómo se observa en la Figura 2.3.

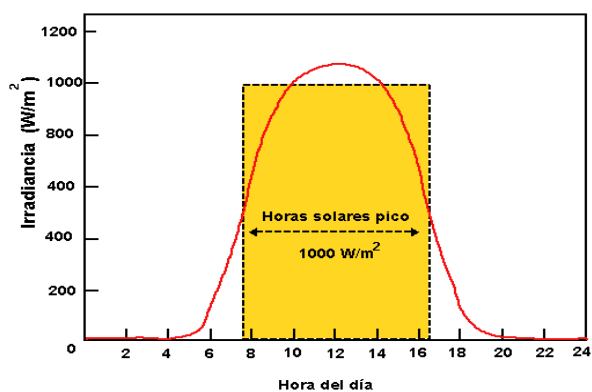


Figura 2.3 Irradiancia y horas solares pico (HSP)

2.2.4 Energía solar fotovoltaica.

Generalmente en el planeta, el consumo de energía eléctrica debido a la globalización, ha generado diversos estudios con el fin de buscar fuentes de energía las cuales no afecten nuestro ecosistema.

Una de estas fuentes de energía que se debe de explotar es la generada por el sol, energía que se recibe en elementos de captación de la energía solar y produce energía eléctrica. De aquí nace el hecho de generar energía fotovoltaica, siendo esta producción de energía muy amigable con todo nuestro sistema, puesto que es considerada una energía renovable.

2.2.5 El efecto fotovoltaico.

El proceso de conversión de la energía solar a energía fotovoltaica es un proceso físico, el cual consiste en la transformación de la energía que proviene de la radiación electromagnética en energía eléctrica, este proceso físico que ocurre cuando la radiación solar es absorbida por un material, este proceso físico tiene dependencia de varios factores externos, el principal es la intensidad de la radiación incidente y el otro es la propiedad física del material a ser utilizado. Si la radiación electromagnética es la solar y el material es un semiconductor tal como el silicio (Si) los pares de carga que se forman son electrones (e^-) y huecos (h^+) que una vez producidos se mueven aleatoriamente en el volumen del sólido. Si no hay ningún condicionante externo ni interno, las cargas de signos opuestos se vuelven a combinar neutralizándose mutuamente. [8]

Por el contrario, si mediante algún procedimiento se crea en el interior del material un campo eléctrico permanente, las cargas positivas y negativas serán separadas por él.

Esta separación conduce al establecimiento de una diferencia de potencial entre dos zonas del material que, si son conectadas entre sí mediante un circuito externo al mismo tiempo que la radiación electromagnética incide sobre dicho material, darán origen a una corriente eléctrica que recorrerá el circuito externo. Este fenómeno se conoce como efecto fotovoltaico y es el fundamento en el que se basan las celdas fotovoltaicas.

2.2.6 La célula solar.

El principal elemento en una instalación fotovoltaica es el que genera la energía eléctrica, este generador recibe el nombre de celular solar o panel fotovoltaico y su característica básica es la de convertir en electricidad a los fotones emitidos por la radiación solar y su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

El comportamiento de una célula solar es similar a la de un diodo, la parte expuesta a la radiación solar es la N y la parte situada debajo que no recibe radiación es la P. La zona correspondiente a la P se encuentra metalizada por completo y no recibe luz, mientras que la zona N, el metalizado tiene una forma de peine, esto con el fin de que la radiación solar llegue hasta el semiconductor. [9]

El principal elemento utilizado para la fabricación de células fotovoltaicas y es utilizado como materia prima es el silicio (Si). Para definir una célula solar debemos de tomar en consideración los parámetros y elementos que conforma las células fotovoltaicas.

Una célula solar, maneja los parámetros definidos a continuación:

Corriente de iluminación (IL): Es la corriente generada cuando incide la radiación solar sobre la célula.

Corrientes de oscuridad: Se produce debido a la combinación de los pares electrón – hueco que se produce en el interior del semiconductor.

Tensión de circuito abierto (Voc): Se llama así a la máxima tensión que se obtiene en los extremos del panel solar, y se produce cuando la célula solar no está conectada a ninguna carga. Además es una característica del material con el que está construida la célula.

Corriente de cortocircuito (Isc): Corresponde al máximo valor de corriente que puede circular por el panel fotovoltaico. Se produce cuando sus terminales están cortocircuitados.

Punto de máxima potencia (P_m): Es el punto de operación en la cual la potencia entregada por el panel fotovoltaico a la carga externa es máxima.

$$P_m = V_m * I_m \quad (2.2)$$

Factor de forma (FF): Corresponde al cociente entre la máxima potencia que puede entregar el panel fotovoltaico a la carga y el producto de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. En las células solares más habituales, los valores típicos de FF son 0,7 a 0,8.

$$FF = (V_m * I_m) / V_{OC} * I_{SC} \quad (2.3)$$

Eficiencia de conversión energética (η): Es la relación entre la potencia eléctrica que puede entregar el panel fotovoltaico y la potencia PL de la radiación que incide sobre ella. Generalmente se la expresa en forma porcentual.

$$\eta = P_m / P_L \quad (2.4)$$

En la Figura 2.4 se observa el circuito equivalente de la célula fotovoltaica y en la Figura 2.5 observamos la curva característica de operación de ella.

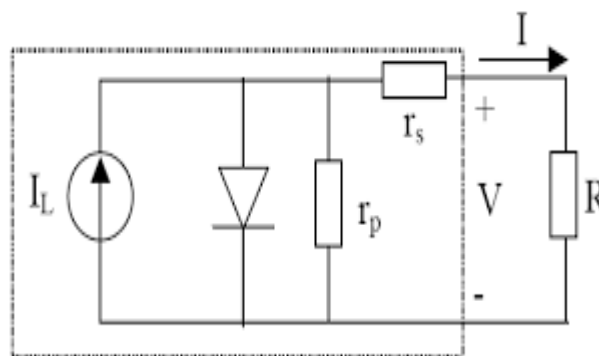


Figura 2.4: Circuito equivalente de la célula fotovoltaica.

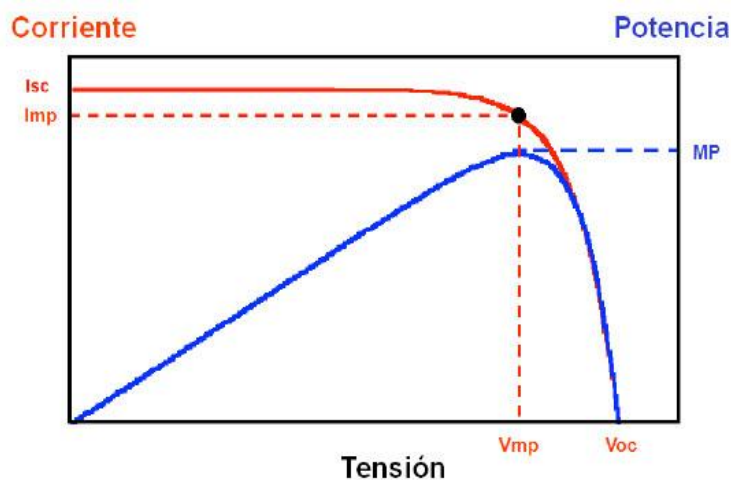


Figura 2.5: Curva característica de la célula fotovoltaica.

2.2.7 Tipos de células solares.

Dependiendo de la naturaleza y de las características de los materiales correspondientes a los semiconductores que forman los paneles fotovoltaicos, estos se clasifican en:

- Silicio monocristalino.
- Silicio policristalino.
- Silicio amorfo.

Dependiendo de la función que va a realizar la instalación fotovoltaica, se define sus aplicaciones como:

- Aplicaciones autónomas.
- Aplicaciones conectadas a la red. [10]

Para el proyecto se utilizarán las células fotovoltaicas tipo policristalino en la aplicación conectada a la red.

El desarrollo de este proyecto se basa en el análisis de generación de eléctrica obtenida a partir de la energía solar, razón por la cual se realizará el estudio de los elementos que transformaría energía mediante el sistema fotovoltaico.

2.3 Sistemas fotovoltaicos.

Un Sistema Fotovoltaico es un conjunto de elementos eléctricos, electrónicos y mecánicos construidos e integrados con la finalidad de ejecutar ciertas funciones tales como:

Recibir energía solar y transformarla en energía eléctrica de forma eficiente, para aplicarla a un sistema de consumo o entregar la energía generada a sistema de distribución de energía eléctrica, además la energía eléctrica generada sea almacenada de forma segura

2.3.1 Elementos de un sistema fotovoltaico.

Los elementos fundamentales de un sistema fotovoltaico son:

- Generador solar
- Acumulador o conjunto de baterías
- Regulador de carga
- Inversor

A continuación se realiza la descripción de los elementos que conforman la el sistema fotovoltaico.

Generador solar

El generador solar es la instalación fotovoltaica construida, la cual está formada por los paneles fotovoltaicos interconectados, estas forma la unidad de generación de energía en corriente continua (CC), cada panel fotovoltaico está constituido por células fotovoltaicas interconectadas en serie o en paralelo con la finalidad de obtener el voltaje y la corriente que demande la aplicación y está conformado por las siguientes partes:

Marco del panel: Está construido de aluminio anodizado, para evitar la oxidación.

Superficie colectora: Tiene un vidrio templado o plástico de alto impacto con un alto valor de transmisividad de la luz incidente.

Material esponjoso: Cumple la función de proteger los bordes del vidrio y proveer el cierre hermético.

La junta sellador: Colocada a lo largo del marco, impide el ingreso de humedad.

La célula fotovoltaica: (FV). Es el elemento que realiza la recepción de la energía solar.

Material encapsulante: Es de alta transparencia para cubrir a la célula FV.

Sostén rígido plástico o metálico: Es conocido como sustrato, es el elemento de cerramiento de la célula FV.

Cara posterior del panel: Es el elemento que tiene la superficie de sostén, de plástico o metálica para mejorar la disipación de calor.

Acumulador o conjunto de baterías.

Son elementos de almacenamiento de energía eléctrica y constituyen una fuente de energía eléctrica portátil. Para nuestro proyecto no aplicaremos este elemento, puesto que nuestro sistema es para una aplicación de generación distribuida conectada a la red.

Regulador de carga.

Es un dispositivo electrónico de control, el cual monitorea el flujo de corriente de carga que proviene de los paneles fotovoltaicos hacia la batería, aunque en nuestro proyecto no se usara.

Si la batería se encuentra a plena carga, regulador interrumpe el paso de corriente desde los paneles fotovoltaicos. Estas opciones permiten la desconexión automática de la batería cuando el nivel de carga de ésta ha descendido a valores peligrosos.

Inversor.

El elemento que hace la provisión de energía eléctrica ya sea para consumo o para alimentación a la red, es el inversor.

Esta energía debe de ser de buena calidad y por ende la cantidad es proporcional al sistema fotovoltaico instalado. [11]

2.3.2 Clasificación de sistemas fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos, transforman la energía del sol directamente en energía eléctrica, la misma que puede ser aprovechada por usuarios aislados o conectados a la red.

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en

1. Sistemas Fotovoltaicos Aislados o Autónomos (SFVA)
2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFVCR)
3. Sistemas Fotovoltaicos Híbridos (SFVH)

Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFVC).

En los SFVC, la energía generada por el arreglo fotovoltaico se inyecta a la red a través de un inversor, y puede contar o no con un respaldo de baterías. En estos sistemas la generación fotovoltaica sirve a las cargas convencionales en baja tensión como se observa en la Figura 2.6.

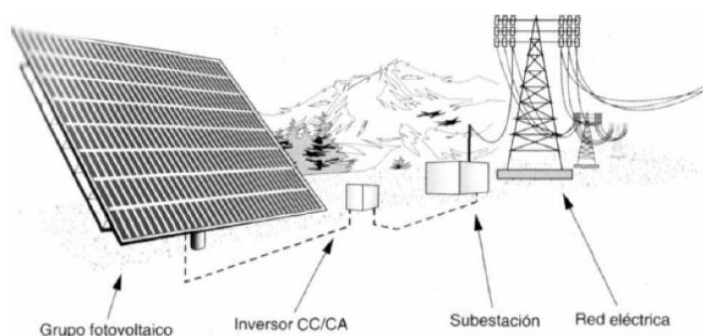


Figura 2.6: Configuración de un SFVCR.

Los SFVC funcionan en corriente alterna, con voltajes generalmente monofásicos o trifásicos a 60 Hz en el Ecuador, el INEN los subdivide en:

1. SFVCS sin respaldo de baterías.
2. SFVCB con respaldo de baterías.
3. SFVCM con micro inversor. [12]

Para el desarrollo del presente proyecto se trabajará en base al desarrollo de SFVCS.

CAPÍTULO 3.

3. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SFVCR.

En el desarrollo del capítulo 3 se encuentra definido el diseño de la instalación fotovoltaica, haciendo una descripción técnica de la forma de obtención del dimensionamiento de todo el SFVCR, pasando por el análisis de la irradiación solar obtenida en el emplazamiento, cálculo de inclinación y desarrollo de la aplicación.

3.1 Diseño de la instalación.

Este capítulo se basa en el diseño de la instalación fotovoltaica y será realizado mediante la ubicación geo-referenciada del taller industrial en donde va a encontrarse instalado el sistema fotovoltaico. Una vez estimado el sitio de la ubicación, procederemos a realizar el análisis de radiación solar emitido por el Atlas Solar del CONELEC, contrastando valores con los datos emitidos por la estación meteorológica ESPOLE y los datos meteorológicos de la NASA, con ello podremos tener el estimado valor de radiación solar con la que podremos contar para realizar el cálculo del sistema fotovoltaico a aplicar, en conjunto con la selección de los materiales y equipos apropiados para nuestro proyecto.

3.1.1 Ubicación y emplazamiento del sistema fotovoltaico.

La instalación estará ubicada en la cubierta de un taller industrial situada en la Lotización Santa Adriana, en la ciudad de Guayaquil, se encuentra orientado al sur con una desviación de 30° al oeste. La instalación será colocada obviando este desvío debido a que la presencia de sombras es nula en la cubierta del taller con un área de 252 m², puesto que no existe ningún edificio mayor en altura u otro objeto que pudiera proyectar sombra. Las coordenadas de nuestra instalación son: latitud: 2° 8' 33'' S, longitud: 79° 55' 43'' W, como se puede observar en la Figura 3.1 y Figura 3.2 del posicionamiento geo referencial.



Figura 3.1: Ubicación del taller industrial donde se aplicará el proyecto.



Figura 3.2: Ubicación del taller industrial.

Gracias al acceso que se tuvo a la información, consistente en lecturas de los consumo, generada por los equipos eléctricos en el taller industrial, y con el levantamiento de información de las diferentes maquinarias y equipos que utilizan, se realizó el análisis y viabilidad del proyecto.

La aplicación de estudio para el cual está orientado el proyecto es un taller industrial donde se elaboran accesorios metálicos, estructura metálicas, reparaciones metal-mecánica, ensambles de equipos y maquinarias, para aplicaciones en las áreas industriales y residenciales.

Como elemento principal del análisis y estudio, se realizó el inventario de equipos eléctricos y electrónicos que forman parte del taller industrial, así como los diferentes elementos de consumo de energía eléctrica, consumo generado por equipos eléctricos y electrónicos que funcionan a 110 / 220 VAC 1F.

Siendo el consumo de energía obtenido de la red de distribución eléctrica de la ciudad de Guayaquil, tomando el consumo de energía en watts (W) de cada uno de los elementos que conforman las diferentes cargas eléctricas que debemos de tomar en consideración al momento de realizar el análisis de la instalación fotovoltaica, además se realizó la cuantificación de los equipos y cargas eléctricas levantadas como se muestra en la Tabla 1.

Equipos y maquinarias eléctricos en el taller industrial.			
Descripción del equipos	Potencia (W)	Número de equipos	Potencia total (W)
Iluminación interior	20	10	200
Iluminación oficinas	51	10	510
Iluminación taller y bodega	64	20	1,280
Computadora	300	3	900
Impresora	100	2	200
Fotocopiadora	500	1	500
Plotter	250	1	250
Proyector	200	1	200
Tomacorriente uso general	180	5	900
Televisor	100	1	100
Radio	100	1	100
Refrigerador	300	1	300
Tostadora	1,000	1	1,000
Monitores de Seguridad	100	2	200
Equipo de cizalla	500	2	1,000
Equipo de taladro	500	2	1,000
Equipo de soldadora	3,000	2	6,000
Equipo de torno	1,000	2	2,000
Aire acondicionado grande	2,000	2	4,000
Aire acondicionado pequeño	1,200	1	1,200
CARGA TOTAL (W)			21,840

Tabla 1: Listado de equipos eléctricos y carga total consumida

El levantamiento de la información de la carga eléctrica total que tenemos en el taller industrial está definido en la Tabla 1, y va relacionado con el consumo de energía eléctrica, la cual es facturada por la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP). A través de la regulación emitida por CNEL EP.

De acuerdo a la facturación, se obtiene el consumos de energía eléctrica registrado por la empresa antes mencionada y resumida en la Tabla 2a y Tabla 2b, las cual define, consumo kilovatio por hora (kW*h) y su costo correspondiente (\$), durante los años 2014 y 2015.

CONSUMO ENERGÍA AÑO 2014				CONSUMO ENERGÍA AÑO 2015			
MES	CONSUMO (Kw*h)	DEMANDA (Kw)	COSTO (\$)	MES	CONSUMO (Kw*h)	DEMANDA (Kw)	COSTO (\$)
Enero	2,010	24	301.50	Enero	1,596	18	225.27
Febrero	1,680	15	252.00	Febrero	1,872	21	250.65
Marzo	1,665	15	249.75	Marzo	2,094	24	323.97
Abril	1,131	12	169.65	Abril	1,803	15	227.43
Mayo	1,245	12	186.75	Mayo	1,647	15	247.08
Junio	1,245	12	186.75	Junio	2,151	27	345.51
Julio	1,494	15	224.10	Julio	2,133	21	315.57
Agosto	1,905	21	285.75	Agosto	1,599	18	256.77
Septiembre	1,779	18	266.85	Septiembre	1,920	21	305.73
Octubre	1,368	15	205.20	Octubre	2,088	21	374.58
Noviembre	1,878	21	281.70	Noviembre	2,193	24	391.47
Diciembre	1,524	15	228.60	Diciembre	1,755	18	273.15
TOTAL	18,924	195	2,838.60	TOTAL	22,851	243	3,537.18

Tablas 2a: Consumo y costo de energía **Tabla 2b: Consumo y costo de energía**

año 2014

año 2015

3.2 Metodología del cálculo del Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFVCR).

Para el cálculo, diseño y estimación del sistema fotovoltaico que se va a analizar, se tendrá que realizar el desarrollo del estudio basado en los consumos generados por los diferentes elementos que conforman las cargas eléctricas que se encuentran instaladas y consumiendo energía eléctrica de la red de distribución pública que se encuentra alimentando el taller industrial el cual es caso de estudio. Para ello se desarrollarán los temas necesarios con la finalidad de llegar a una conclusión de viabilidad en la aplicación e implementación del proyecto.

Además se requiere realizar la revisión de los datos de radiación solar producida en sitio del posible emplazamiento en el cual se va a analizar la viabilidad de este proyecto, debido a que está basado específicamente en la proyección y captación solar en sitio, con esta revisión de datos meteorológicos se promediará la Media Aritmética de radiación solar en la zona.

3.2.1 Radiación solar en la zona

Con la finalidad de realizar el análisis de producción solar en la zona de análisis de viabilidad de la plataforma fotovoltaica, es necesario tener distintas fuentes de información que nos proporcionen distintos datos de radiación solar, como lo son:

- Estación meteorológica ESPOL.
- La NASA.
- Atlas solar del Ecuador: CONELEC.

Los datos que se encontrarán definidos en la tablas antes mencionadas, se encuentra tomadas en base a una inclinación de 0° con respecto a la horizontal, por ello se debe de tomar en consideración el análisis de la inclinación de los paneles solares con

la finalidad que acumulen la menor cantidad de suciedad posibles y con ello evitar que los paneles estén debajo de su eficiencia normal.

Estación meteorológica de la ESPOL.

Los datos de radiación solar que están definidos en la Tabla 3 corresponden a los emitidos por el LABFREE Laboratorio de Fuentes Renovables de Energía ESPOL, el cual tiene mediciones solares comprendidas entre los años 2009 -2013, este laboratorio se encuentra ubicado en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la ESPOL.

Debido a que el LABFREE se encuentra una distancia cercana al posible emplazamiento de los paneles solares en el taller industrial, será una buena estimación y ponderación de los datos de radiación solar.

MESES	Insolación (W.h/m ²)					
	2009	2010	2111	2012	2013	Promedio
Enero	3260.68	2993.29	3662.13	3100.19	2742.66	3151.79
Febrero	3607.02	3555.06	4117.03	3813.31	3665.46	3751.576
Marzo	4369.75	4182.81	4917.65	4319.7	3818.6	4321.702
Abril	4591.26	4293.67	4546.95	4473.23	4419.35	4464.892
Mayo	4315.09	3495.00	4444.70	4380.07	3641.79	4055.33
Junio	3795.65	3235.34	3100.96	3820.76	3280.37	3446.616
Julio	3632.16	3581.4	2918.76	3974.12	3699.02	3561.092
Agosto	3939.25	4216.51	3837.4	3922.32	4703.75	4123.846
Septiembre	5073.93	4249.78	5032.49	4730.31	5350.86	4887.474
Octubre	4635.77	4551.09	4471.32	4674.2	4794.27	4625.33
Noviembre	4612.58	3804.62	4234.28	4893.33	4483.87	4405.736
Diciembre	3506.53	3214.81	3873.37	3986.73	4466.55	3809.598
Promedio	4111.64	3781.115	4096.42	4174.02	4088.88	4050.42

Tabla 3: LABFREE insolación global 2009-2013.

Datos de radiación solar NASA.

A continuación se observa los datos emitidos por Surface Meteorology and Solar Energy de la NASA Tabla 4., datos los cuales están generados en promedios de radiación solar emitida a una superficie horizontal en nuestra ubicación latitud: 2° 8' 33" S,

longitud: 79° 55´ 43´´ W, sitio en el cual serán instalados los paneles fotovoltaicos. Estos datos están promediados de forma mensual en un periodo de 22 años, en la bibliografía se encuentra definida la dirección web de los datos mencionados. [13]

Latitud 2°	Datos solares NASA (KW.h/m2)												
Longitud 70°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
22-año promedio	6	6.8	6.95	6.37	5.54	5.42	5.47	5.68	5.83	5.98	5.81	5.45	5.93
Mínimo	1.73	1.56	1.69	1.91	1.68	1.69	1.77	1.78	2.05	1.73	1.62	1.78	1.75
Máximo	2.08	2.19	2.32	2.21	2.12	2.04	2.07	2.19	2.31	2.24	2.11	2.02	2.16
22-año promedio K	0.52	0.59	0.58	0.56	0.53	0.53	0.52	0.52	0.51	0.53	0.53	0.51	0.53
Mínimo K	0.44	0.47	0.46	0.5	0.4	0.41	0.43	0.41	0.43	0.43	0.42	0.44	0.44
Máximo K	0.61	0.68	0.68	0.61	0.63	0.61	0.59	0.62	0.59	0.65	0.64	0.58	0.62

Tabla 4: Irradiación solar NASA-ECUADOR- latitud 2°8' longitud 79°55'

Atlas solar Ecuador: CONELEC.

Para el análisis debemos de tomar en consideración la información emitida por el CONELEC, y definida en el atlas solar del Ecuador cómo se observa en Figura 3.3

La información que se utilizó para el desarrollo del Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, fue generada por el Nacional Renewable Energy Laboratory – NREL de los Estados Unidos, cuyas acciones están orientadas a la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencias energéticas. (ATLAS SOLAR). [14]

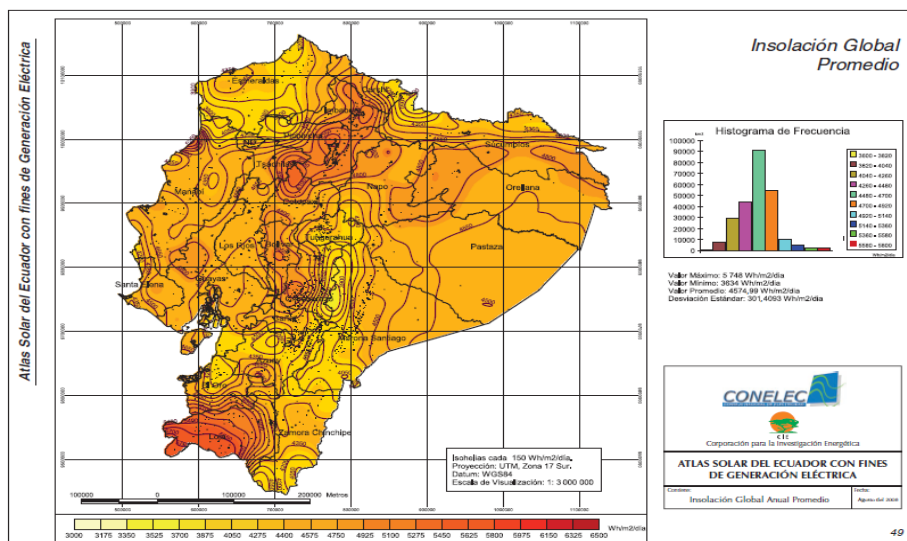


Figura 3.3 Atlas Solar del Ecuador CONELEC.

A partir del análisis del Atlas solar del Ecuador, se obtiene la Tabla 5, la cual corresponde a los promedios de irradiación solar en el Ecuador en el año 2008.

Atlas Solar del Ecuador: CONELEC (W.h /m ²)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic	Prom
4002	4050	4660	4350	4350	4200	4350	4650	5100	4650	4950	4800	4489.17

Tabla 5: Irradiación solar Atlas Solar del Ecuador CONELEC.

Se procederá a realizar la ponderación estimada por la media aritmética correspondiente a las Tabla.3, Tabla.4 y Tabla.5, tomando en consideración el mes más bajo de emisión solar para nuestro análisis, es decir tomaremos el mes de menor producción de radiación solar global, el cual se encuentra resumido en la Tabla 6.

Promedio Irradiación solar global W.h/m²				
	LABFREE ESPOL	NASA	CONELEC	Promedio
Enero	3151.79	6000	4002	4384.59
Febrero	3751.576	6800	4050	4867.19
Marzo	4321.702	6950	4660	5310.57
Abril	4464.892	6370	4350	5061.63
Mayo	4055.33	5540	4350	4648.44
Junio	3446.616	5420	4200	4355.54
Julio	3561.092	5470	4350	4460.36
Agosto	4123.846	5680	4650	4817.95
Septiembre	4887.474	5830	5100	5272.49
Octubre	4625.33	5980	4651	5085.44
Noviembre	4405.736	5810	4950	5055.25
Diciembre	3809.598	5450	4800	4686.53

Tabla 6: Promedio Irradiación solar en el Ecuador.

A partir de este análisis se obtiene el valor promedio del menor mes de irradiación solar global en el Ecuador, el cual corresponde al mes de junio con un valor promedio de 4355.54W.h/m², valor con el cual se realizará el cálculo de los paneles solares que se debe de utilizar.

3.3 Cálculo de la energía consumida en el taller industrial.

Con el levantamiento de información referente a los elementos de consumo eléctrico del taller industrial, se realiza el cálculo de la energía eléctrica consumida por los equipos en base a las horas diarias de trabajo. Estos cálculos están basados en la potencia instalada en cada equipo, partiendo desde la iluminación interior, oficina, taller, bodega y las diferentes maquinarias que tienen consumo de energía eléctrica. Los resultados de este análisis están definidos en la Tabla.7 en la cual se encontrara detallado lo definido anteriormente.

Tabla de consumo eléctrico en el taller industrial.						
Descripción del Equipo	Potencia (W)	Número de equipos	Potencia total (W)	Promedio uso h/d	Consumo (KWh/día)	Consumo (KWh/mes)
Iluminación interior	20	10	200	4	0.80	17.60
Iluminación oficinas	51	10	510	8	4.08	89.76
Iluminación taller y bodega	64	20	1280	8	10.24	225.28
Computadora	300	3	900	8	7.20	158.40
Impresora	100	2	200	2	0.40	8.80
Fotocopiadora	500	1	500	2	1.00	22.00
Plotter	250	1	250	4	1.00	22.00
Proyector	200	1	200	2	0.40	8.80
Tomacorriente uso general	180	5	900	2	1.80	39.60
Televisor	100	1	100	4	0.40	8.80
Radio	100	1	100	2	0.20	4.40
Refrigerador	300	1	300	24	7.20	158.40
Tostadora	1000	1	1000	0.5	0.50	11.00
Monitores de Seguridad	100	2	200	8	1.60	35.20
Equipo de cizalla	500	2	1000	3	3.00	66.00
Equipo de taladro	500	2	1000	4	4.00	88.00
Equipo de soldadora	3000	2	6000	4	24.00	528.00
Equipo de torno	1000	2	2000	4	8.00	176.00
Aire acondicionado grande	2000	2	4000	6	24.00	528.00
Aire acondicionado pequeño	1200	1	1200	6	7.20	158.40
TOTAL			21840		107.20	2358.40

Tabla 7 Tabla de consumo de equipos eléctricos

Por lo tanto, energía total consumida diaria en el taller industrial es:

$$E_T = 107.20 \frac{\text{KWh}}{\text{d}} \quad (3.1)$$

3.4 Selección de los módulos fotovoltaicos para la SFVCR.

Para la selección de los módulos fotovoltaicos a utilizar en la instalación SFVCR, se ha realizado la comparación entre varios productos del mercado que utilizan diferentes tecnologías, tal como se muestra en la Tabla 8.

MARCA	KYOCERA	CANADIAN SOLAR	YINGLI
Características mecánicas			
Fabricación	Japón	Canadá	China
Modelo	KD255GH-4FB2	CS6P-255P	YL255P-29b
Tipo	Policristalino	Policristalino	Policristalino
Número de células	60	60	60
Dimensiones(mm)	1662x990x46	1,638x982x40	1,650x990x40
Peso (Kg)	20.0	18.0	18.5
Características eléctricas			
Potencia máxima de salida (PMPP)(W)	255	255	255
Voltaje máximo de potencia (VMPP)(V)	30.4	30.2	30.0
Corriente máxima de potencia (IMPP)(A)	8.39	8.43	8.49
Eficiencia (%)	15.4	15.85	15.6
Tolerancia	+5%/-3%	0/+5%	0/+5%
Temperatura de operación nominal de célula (NOCT)	45°C	45 ± 2°C	46 ± 2°C
Coeficiente de temperatura de potencia (γ)	-0.46%/°C	-0.43%/°C	-0.42%/°C
Características de operación NOTC Irradiancia 800 W/m², T=20 °C, AM 1.5, vel. viento=1 m/s			
Potencia máxima de salida (PMPP)(W)	184.0	185.0	186.0
Voltaje máxima de operación (VMPP)(V)	27.4	27.5	27.4
Corriente máxima de operación (IMPP)(A)	6.72	6.71	6.79
Voltaje en circuito abierto (Voc)(V)	34.4	34.4	34.8
Corriente en cortocircuito (Isc)(A)	7.36	7.29	7.28

Tabla 8. Tabla de las características de paneles fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico seleccionado es marca KYOCERA del tipo policristalino, el cual posee uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo acetato modificado (EVA). El modulo nos garantiza el 80% de la potencia durante 25 años y 2 años contra defecto de fabricación, además los paneles fotovoltaicos cumplen las normas IEC 61215, la cual para el estado Ecuatoriano corresponde e la norma NTE INEN-IEC 61215, la cual establece:

Esta Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN-IEC 61215 es idéntica a la traducción oficial al español de la Norma Internacional IEC 61215:2005: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. El comité responsable de esta Norma Técnica Ecuatoriana es el Comité Interno del INEN. (NORMA INEN 61125). [15]

Además los paneles solares cumplen con la norma UL 94 Clasificación V0, quema vertical correspondiente a norma Auto-extinguible la cual establece: “El fuego se extingue en 10sg sin goteo” (Ericka, 2006:1), los paneles solares incluyen diodos de protección, denominados de Bypass, los cuales protegen a los paneles solares por la generación de sombras parciales. Las características técnicas y eléctricas se presentan en el Anexo 1.

3.5 Cálculo de la cantidad de módulos fotovoltaicos y área disponible para la instalación.

Considerando las especificaciones de salida del módulo seleccionado, la HPS y la E_T obtenida, se calcula la cantidad de módulos que necesita el sistema FV con la ecuación.

$$E_T = P_{MPP} * N_T * HPS \quad (3.2)$$

Dónde:

E_T : Energía consumida diaria en Wh.

P_{MPP} : Potencia máxima del modulo fotovoltaico.

N_T : Número total de paneles fotovoltaicos.

HPS : Horas pico solar del día.

Por lo tanto, se obtiene:

$$HPS = \frac{\text{Irradiancia}_{\text{diaria prom}}}{1000W/m^2} \quad (3.3)$$

$$HPS = \frac{4355.54Wh/m^2}{1,000 W/m^2} = 4.35 h$$

El valor indicado, corresponde las horas pico solar del día, con este valor calculado se puede definir el número total de paneles fotovoltaicos que se va a utilizar en el emplazamiento. De donde.

$$N_T = \frac{E_T}{P_{MPP} * HPS} \quad (3.4)$$

$$N_T = \frac{107200 Wh}{255 W * 4.35 h} = 96.64$$

$$N_T = 96 \text{ módulos}$$

De acuerdo al cálculo se tienen que utilizar 96 módulos fotovoltaicos para abastecer la carga en el taller industrial, y esto da como resultado un generador fotovoltaico con potencia de 24480W (24.48KW). Pero debido a ubicación y distribución se deberá de colocar 99 módulos fotovoltaicos, con ello se generaría una potencia de 25.24KW. Esta cantidad de módulos que se instalarán en el espacio proporcionado por la cubierta del taller industrial. Las dimensiones de la cubierta se presentan en la Figura 3.4

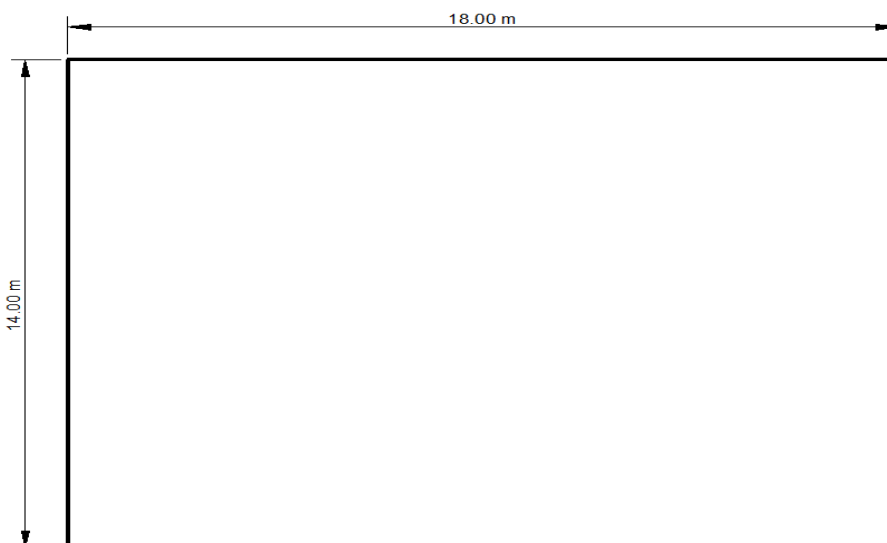


Figura 3.4. Dimensiones de la cubierta del taller industrial

Para asegurar que el área de la cubierta del taller industrial es apropiada para la instalación de los módulos fotovoltaicos se hace la siguiente comprobación, utilizando las dimensiones de la cubierta y el área utilizada por los módulos fotovoltaicos.

$$\text{Área cubierta taller} = (18.0 \text{ m})(14.0 \text{ m}) = 252 \text{ m}^2 \quad (3.5)$$

$$\text{Área total módulos fotovoltaicos} = (99)(1.662 \text{ m})(0.990 \text{ m}) = 162.89 \text{ m}^2$$

Por lo tanto, el área de la cubierta del taller es mayor que el área total utilizada de los módulos fotovoltaicos, y con se comprueba que el área disponible es la correcta para esta instalación

3.6 Selección y cálculo de cantidad de inversores.

Este subcapítulo estará definido para el estudio de el /los inversores que se utilizarán en el SFVCR.

3.6.1 Selección del Inversor.

Para realizar la selección del inversor se debe considerar que este equipo a instalar debe proporcionar la potencia que será conectada al sistema y por lo tanto debe tener la potencia nominal comprendida entre la potencia del generador fotovoltaico (Potencia SFV) = 25.24

KW y cuando en el taller industrial se encuentren todas las cargas están conectadas y consumiendo energía eléctrica, por lo tanto se obtiene del dato definido como Potencia total = 21.84 KW (dato tomado de la Tabla 7).

Se ha seleccionado un inversor para conexión a la red con una potencia máxima de entrada de 8.25 KW, con tensión nominal de 220 V en corriente alterna, con una eficiencia del 98% de la marca SMA, tal como se muestra en la Tabla 9.

MARCA	SMA
Características técnicas	
Modelo comercial	SMC 8000TL
Dimensiones(mm)	468x613x242
Peso (Kg)	33
Consumo nocturno (W)	0.25
Características eléctricas	
Potencia máxima CC (W)	8250
Voltaje máximo CC (V)	700
Voltaje mínimo CC (V)	330
Rango de voltaje MPP (V)	333 - 500
Eficiencia (%)	15.4
Voltaje nominal AC (V)	220-230-240
Corriente máxima AC (A)	35
Fases de inyección	1
Rango temperatura de servicio	-25°C a 60°C
Eficiencia (%)	98

Tabla 9 Tabla de las características del inversor.

El inversor seleccionado es específico para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, y cumple con las normas IEC 617272 y EN

50438. Las características técnicas y eléctricas se muestran en el Anexo 2.

3.6.2 Determinación de cantidad de inversores.

Una vez obtenida la cantidad de paneles fotovoltaicos para nuestro SFVCR, el cual quedó definido con un total de 96 unidades, se puede determinar la cantidad de inversores que se aplican.

$$No. \text{ de inversores} = \frac{Pot. \text{ generador } fv}{Pot. \text{ inversor}} \quad (3.6)$$

$$No. \text{ de inversores} = \frac{25240W}{8250W} = 3.059 \cong 3 \text{ inversores}$$

3.7 Paneles Fotovoltaicos.

Los paneles fotovoltaicos son los elementos de principal estudio en el desarrollo del proyecto SFVCR, este subcapítulo está destinado específicamente al estudio de la células solares,.

3.7.1 Calculo del arreglo de los módulos fotovoltaicos.

El arreglo de los módulos fotovoltaicos se determina de acuerdo a las especificaciones de entrada del inversor y de salida de cada unidad fotovoltaica, por lo tanto se procede a calcular el número de elementos en serie que se van a conectar al inversor

$$No. \text{ módulos serie} = \frac{V_{DC \text{ inv}}}{V_{MPP}} \quad (3.7)$$

$$No. \text{ mínimo módulos serie} = \frac{V_{DC \text{ inv}}}{V_{MPP}} = \frac{333}{30.4} = 10.9 \cong 11 \text{ módulos}$$

$$No. \text{ máximo módulos serie} = \frac{V_{DC \text{ inv}}}{V_{MPP}} = \frac{500}{30.4} = 16.4 \cong 16 \text{ módulos}$$

Una vez obtenido el número máximo y mínimo de elementos es serie que se coloca con cada inversor, procederemos a calcular el número total de arreglos en paralelo que se pueden colocar con el inversor, esto es dependiendo de la potencia con la que trabajaría el inversor a aplicar, para nuestro análisis tenemos:

$$\text{No. módulos paralelo} = \frac{I_{DC\ inv}}{I_{MPP}} \quad (3.8)$$

$$\text{No. mínimo módulos paralelo} = \frac{I_{DC\ inv}}{I_{MPP}} = \frac{8,350/500}{8.39} = 1.99$$

$\cong 2$ módulos

$$\text{No. máximo módulos paralelo} = \frac{I_{DC\ inv}}{I_{MPP}} = \frac{8,350/333}{8.39} = 2.98$$

$\cong 3$ módulos

Se debe mencionar que estos valores son las cantidades máximas y mínimas de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo para tener las condiciones necesarias de entrada del inversor. Para el sistema, tentativamente se utilizará el arreglo correspondiente a 3 arreglos en paralelo de 33 paneles solares cada uno, se colocarán en serie 11 células solares formando cada String de 11 paneles, con un total de 99 paneles fotovoltaicos. Para fines de arreglo físico se colocarán 11 células solares en una fila y 3 columnas en paralelo, es decir por cada arreglo tendrá 33 células solares estos alimentaran a 1 inversor, como se obtendrá 3 inversores se colocarán un total de 99 células fotovoltaica, mas no las 96 iniciales debido a que no estaría balanceado físicamente cada arreglo.

3.7.2 Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se debe configurar el arreglo de acuerdo al espacio disponible, en este caso se ha definido el arreglo de módulos fotovoltaicos como se indica en la Figura 3.5.

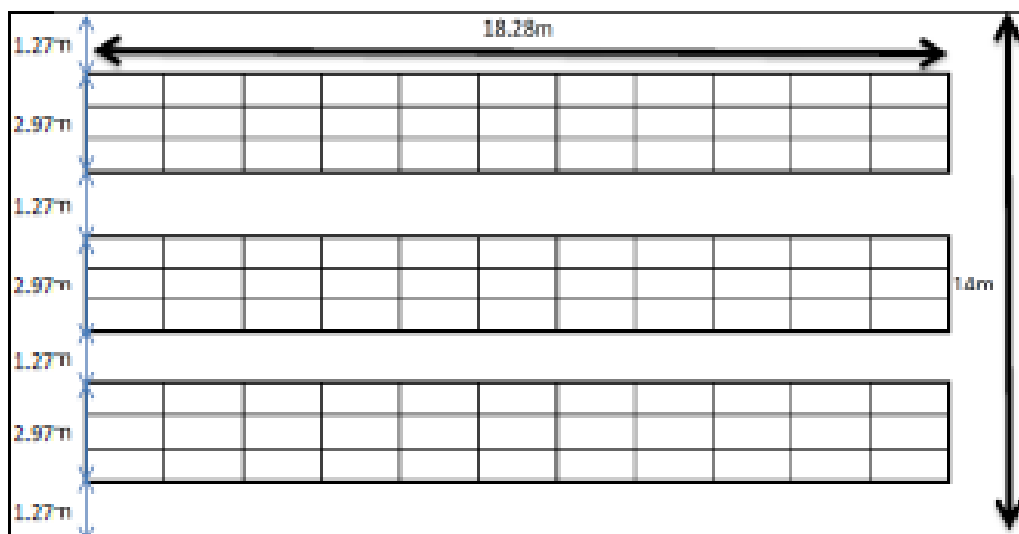


Figura 3.5 Arreglo de módulos fotovoltaicos.

Para asegurar si la tensión del arreglo en serie es la correcta a la tensión de entrada del inversor, se realiza la siguiente comprobación:

$$(11 \text{ células solares})(30.4 \text{ V}) = 334.4 \text{ V} \quad (3.9)$$

El valor de la tensión de los módulos fotovoltaicos se encuentra dentro del intervalo de tensión del inversor entre 333 V y 500 V, es decir el arreglo en serie es correcto. Para asegurar si la corriente del arreglo en paralelo es la correcta a la corriente de entrada del inversor, se realiza la siguiente comprobación:

$$(3 \text{ arreglos } fv)(8.39 \text{ A}) = 25.17 \text{ A} \quad (3.10)$$

El valor de la corriente de los módulos fotovoltaicos no sobrepasa del valor de corriente del inversor que es de 31 A, es decir el arreglo en paralelo es correcto.

3.8 Cálculo de la inclinación, orientación, separación, sombras en los módulos fotovoltaicos y estructura de soporte en el SFVCR.

En el momento de realizar el análisis y el cálculo de la cantidad de paneles solares se debe tener en consideración un factor muy importante al momento de la generación de la energía por el arreglo de las células solares, se estudia la inclinación, orientación y sombras que se pueden generar en el SFVCR. Por ello se realiza el siguiente análisis.

3.8.1 Cálculo de inclinación y orientación de los paneles solares.

En este punto se analiza la inclinación máxima que se le puede dar a los paneles solares.

Esta inclinación estará definida con un ángulo (β), el ángulo es importante ubicarlo de tal manera que, al inicio del día se encuentre a la derecha del panel fotovoltaico y al final del día se encuentre a la izquierda.

Logrando que justo al medio día se encuentre en el centro del panel fotovoltaico, puesto que es considerado el mayor punto de generación de radiación solar. Por ello se debe calcular la altura (α) que alcanza el sol sobre el horizonte en ese instante, por lo tanto se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\beta = 90 - \alpha \quad (3.11)$$

$$\alpha = 90 - \text{latitud} - \text{declinación solar}$$

El hecho de que nuestro país se encuentre en el hemisferio sur, plantea la hipótesis de que los paneles solares, con la finalidad de obtener su máxima eficiencia, deben de ser orientados hacia el norte, es decir el azimut del panel hacia el norte, con ello se maximiza la irradiación solar sobre la superficie de la célula solar.

En nuestra ciudad Guayaquil, ciudad donde se aplica la instalación de las células solares, en el solsticio de invierno, la altura del sol (α) al

medio día es de 71.67° , para el solsticio de verano la altura del sol (α) el medio día es 64.38° , por lo tanto:

$$\beta=90-\alpha \quad (3.12)$$

$$\beta=90-71.67=18.33^\circ$$

$$\beta=90-\alpha$$

$$\beta=90-64.38=25.62^\circ$$

Una buena estimación de la inclinación solar es a 10° Tabla 10, y a 20° Tabla 11, los cual son valores medios entre los valores obtenidos, con esta inclinación se procede a revisar el mejor grado de inclinación para los paneles solares.

MESES	Días x mes	Radiación Solar KW.h/mes (0°)	Factor K (10)	Radiación Solar KW.h/mes (25°)
Enero	31	138.84	0.93	129.12
Febrero	28	173.83	0.96	166.88
Marzo	31	171.31	0.99	169.60
Abril	30	168.72	1.02	172.10
Mayo	31	149.95	1.04	155.95
Junio	30	145.18	1.05	152.44
Julio	31	143.88	1.04	149.64
Agosto	31	155.42	1.02	158.53
Septiembre	30	175.75	0.99	173.99
Octubre	31	164.05	0.96	157.48
Noviembre	30	168.51	0.93	156.71
Diciembre	31	151.18	0.92	139.08
TOTAL				1881.51

Tabla 10: Irradiación solar con un ángulo de inclinación de 10°

MESES	Días x mes	Radiación Solar KW.h/mes (0°)	Factor K (20)	Radiación Solar KW.h/mes (25°)
Enero	31	138.84	0.84	116.62
Febrero	28	173.83	0.89	154.71
Marzo	31	171.31	0.96	164.46
Abril	30	168.72	1.02	172.10
Mayo	31	149.95	1.06	158.95
Junio	30	145.18	1.07	155.35
Julio	31	143.88	1.05	151.08
Agosto	31	155.42	1.01	156.97
Septiembre	30	175.75	0.96	168.72
Octubre	31	164.05	0.89	146.00
Noviembre	30	168.51	0.84	141.55
Diciembre	31	151.18	0.82	123.97
TOTAL				1810.46

Tabla 11: Irradiación solar con un ángulo de inclinación de 20°

De estas tablas concluimos que la irradiación solar con el ángulo de inclinación de 10° es la idónea para nuestra aplicación, puesto que se obtiene la mayor cantidad de energía solar en los paneles fotovoltaicos. Por lo tanto se inclinarán 10° hacia el Norte, además esta inclinación ayudará en el momento de la limpieza de las células solares. La Figura 3.6 nos indica las diferentes inclinaciones solares.

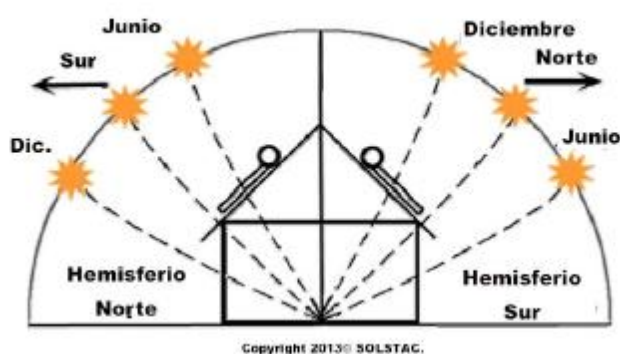


Figura 3.6: Inclinación de paneles solares dependiendo posición del sol.

3.8.2 Separación y sombras en los paneles fotovoltaicos.

Para establecer la distancia mínima de separación entre los paneles solares, se debe de tener en consideración el análisis de acuerdo a la Figura 3.7.

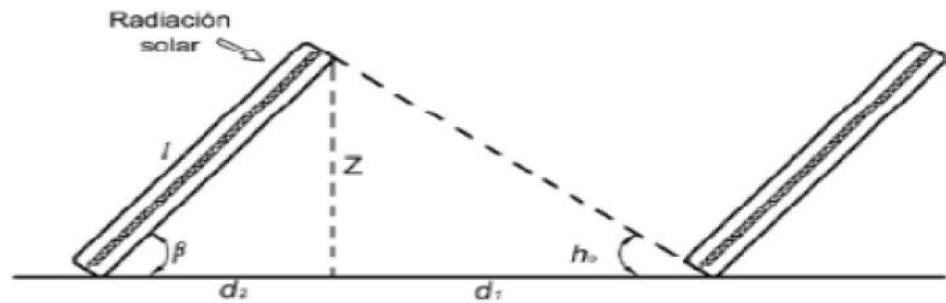


Figura 3.7 Distancia entre paneles solares.

Dónde:

$$d = d_1 + d_2 \quad (3.13)$$

$$d = \frac{Z}{\tan(h_o)} + \frac{Z}{\tan(\beta)}$$

$$d = \frac{l \sin(\beta)}{\tan(h_o)} + \frac{l \sin(\beta)}{\tan(\beta)}$$

$$d = l \left(\frac{\sin(\beta)}{\tan(h_o)} + \cos(\beta) \right)$$

Ahora: $\alpha = h_o$

$$\alpha = 90 - \text{latitud} - \text{declincaion solar} \quad (3.14)$$

$$\alpha = 90 - 2.13 - 25.62$$

$$\alpha = 62.25$$

Por consiguiente:

$$\beta = 10^\circ$$

$$l = 2 * 1.662$$

$$l = 3.24m$$

De donde:

$$Z = l * \text{sen}\beta \quad (3.15)$$

$$Z = 3.24 * \text{sen}10^\circ$$

$$Z = 0.557m$$

$$d = 3.324 \left(\frac{\text{sen}(10)}{\text{Tan}(62.25)} + \cos(10) \right)$$

$$d = 3.57m$$

Por lo tanto:

$$d1 = d - d2 \quad (3.16)$$

$$d1 = d - \frac{Z}{\text{Tan}(\beta)}$$

$$d1 = 3.573 - \frac{0.577}{\text{Tan}(10)}$$

$$d = 0.30 [m]$$

Con ello se concluye que la distancia mínima entre paneles, medidas desde la base, para que no le afecte el efecto de sombra debe de ser de 30cm.

3.8.3 Estructura de soporte de células solares.

La estructura de soporte que se va a colocar deberá de cumplir las normativas, para instalaciones al aire libre, puesto que soportara cambios climáticos, la normativa recomendada será la ISO 9223. La cual analiza los niveles de corrosión definidos en la Tabla 12 y tomadas de la norma indicada, la cual se encuentra en el Anexo 3.

CATEGORIA	CORROSIVIDAD
C1	Muy baja
C2	Baja
C3	Media
C4	Alta
C5	Muy Alta

Tabla 12: Niveles de corrosividad ISO 9223

Ahora tomando en consideración las diferentes atmósferas que analiza la norma ISO9223, realizando el análisis de los diferentes lugares donde se puede realizar una instalación, tomando en consideración el tiempo de humectación que presentará el material durante 1 año.

Estos datos se encuentran definidos en la Tabla 13 adjunta.

Categoría	Tiempo de humectación		Ejemplos de aplicación
	Horas/Año	%Año	
τ_1	< 10	< 0.1	Atmósfera interior climatizada
τ_2	10-250	0.1-3	Atmósfera interna, excepto espacios interiores no aireados
τ_3	250-2500	mar-30	Atmósfera interior en regiones secas o muy frías
τ_4	2500-5500	30-60	Atmósferas exteriores en todas las zonas, excepto tropical seca y zonas frías
τ_5	>5500	>60	Lugares no ventilados en regiones no muy húmedas

Tabla 13 Tiempo de humectación según ubicación ISO 9223

Para la aplicación tomamos con referencia la categoría C4 y τ_4 los cuales se amoldan al sitio de aplicación, además se debe de tener en consideración los altos niveles de corrosión como lo muestra la Tabla 13. Puesto que para esta instalación se utilizará hierro galvanizado, este material presenta pérdidas en su estructura a partir del primer año de instalación, presentando desgaste en su estructura, este desgaste es debido a la corrosión definido en la Tabla 14.

Categoría de corrosividad.	Tasa de corrosión de materiales				
	Unidad	Acero al carbono	Zinc	Cobre	Aluminio
c1	g/(m ² a)	$\gamma_{\text{corr}} \leq 10$	$\gamma_{\text{corr}} \leq 0.7$	$\gamma_{\text{corr}} \leq 0.9$	despreciable
	$\mu\text{m/a}$	$\gamma_{\text{corr}} \leq 1.3$	$\gamma_{\text{corr}} \leq 0.1$	$\gamma_{\text{corr}} \leq 0.1$	-
c2	g/(m ² a)	$10 < \gamma_{\text{corr}} \leq 200$	$0.7 < \gamma_{\text{corr}} \leq 5$	$0.9 < \gamma_{\text{corr}} \leq 5$	$\gamma_{\text{corr}} \leq 0.6$
	$\mu\text{m/a}$	$1.3 < \gamma_{\text{corr}} \leq 25$	$0.1 < \gamma_{\text{corr}} \leq 0.7$	$0.1 < \gamma_{\text{corr}} \leq 0.6$	-
c3	g/(m ² a)	$200 < \gamma_{\text{corr}} \leq 400$	$5 < \gamma_{\text{corr}} \leq 15$	$5 < \gamma_{\text{corr}} \leq 12$	$0.6 < \gamma_{\text{corr}} \leq 2$
	$\mu\text{m/a}$	$25 < \gamma_{\text{corr}} \leq 50$	$0.7 < \gamma_{\text{corr}} \leq 2.1$	$0.6 < \gamma_{\text{corr}} \leq 1.3$	-
c4	g/(m ² a)	$400 < \gamma_{\text{corr}} \leq 650$	$15 < \gamma_{\text{corr}} \leq 30$	$12 < \gamma_{\text{corr}} \leq 25$	$2 < \gamma_{\text{corr}} \leq 5$
	$\mu\text{m/a}$	$50 < \gamma_{\text{corr}} \leq 80$	$2.1 < \gamma_{\text{corr}} \leq 4.2$	$1.3 < \gamma_{\text{corr}} \leq 2.8$	-
c5	g/(m ² a)	$650 < \gamma_{\text{corr}} \leq 1500$	$30 < \gamma_{\text{corr}} \leq 60$	$25 < \gamma_{\text{corr}} \leq 50$	$5 < \gamma_{\text{corr}} \leq 10$
	$\mu\text{m/a}$	$80 < \gamma_{\text{corr}} \leq 200$	$4.2 < \gamma_{\text{corr}} \leq 8.4$	$2.8 < \gamma_{\text{corr}} \leq 5.6$	-
cx	g/(m ² a)	$1500 < \gamma_{\text{corr}} \leq 5500$	$60 < \gamma_{\text{corr}} \leq 180$	$50 < \gamma_{\text{corr}} \leq 90$	$\gamma_{\text{corr}} > 10$
	$\mu\text{m/a}$	$200 < \gamma_{\text{corr}} \leq 700$	$8.4 < \gamma_{\text{corr}} \leq 25$	$5.6 < \gamma_{\text{corr}} \leq 10$	-

Tabla 14 Niveles corrosión según la ISO 9223

Como se puede observar el hierro galvanizado o también llamado zinc tiene los niveles de corrosión entre 2.1 - 4.2 μm / año y se encuentra en la categoría C4.

Los paneles fotovoltaicos estarán soportados por una estructura, la cual se llamará mesa, cada mesa tendrá 11 paneles solares, en total se tendrán 9 mesas, con ello se obtiene las 99 células fotovoltaicas para la instalación.

3.9 Eficiencia del sistema fotovoltaico.

Con la finalidad de obtener la eficiencia del sistema fotovoltaico que se va a analizar se debe de estimar la eficiencia del sistema y sus componentes por ello se consideran los siguientes temas:

- Pérdida de eficiencia de la célula fotovoltaica.
- Pérdidas por efecto Mistmach.
- Pérdidas por cableado.
- Pérdidas por inversor.
- Pérdidas por transformador.
- Pérdidas por máxima transferencia de potencia.
- Pérdidas por polución.

Dentro de este análisis se toma en consideración cada uno de los elementos definidos tomados desde los datos técnicos de los equipos y mediante los cálculos correspondientes. [16]

3.9.1 Pérdidas de eficiencia de la célula fotovoltaica efecto de temperatura.

La eficiencia de la célula fotovoltaica es calculada con los datos técnicos de la célula fotovoltaica y se obtienen del fabricante. Para este análisis se ha aplicado el software Meteornon con la finalidad de obtener la proyección de temperatura en el sitio del emplazamiento, de este cálculo con software se obtiene la Figura 3.8.

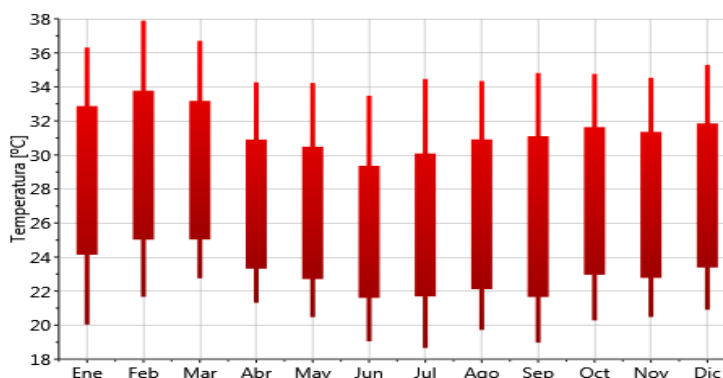


Figura 3.8: Temperatura ambiente del taller industrial en aplicación.

De la gráfica obtenida por el software Meteornon Figura 8, se obtiene las temperaturas máximas y mínimas del emplazamiento y definida en la Tabla 15.

Mes	Temperatura ambiente máxima T amb max (°C)	Temperatura ambiente mínima T amb min(°C)
Enero	36.2	20.0
Febrero	38.0	21.5
Marzo	36.5	23.0
Abril	34.2	21.0
Mayo	34.2	20.6
Junio	33.5	19.0
Julio	34.5	18.4
Agosto	34.4	19.8
Septiembre	34.8	17.0
Octubre	34.8	20.2
Noviembre	34.5	20.4
Diciembre	35.2	21.0
PROMEDIO	35.1	20.2

Tabla 15: Temperatura máxima y mínima en el emplazamiento

A partir de Tabla 15 se obtiene la temperatura máxima y mínima de la célula fotovoltaica tomando la fórmula.

$$T_{cmax} = T_{amb\ max} + \Delta t \quad (3.17)$$

$$\Delta t = Irrad * \frac{T_{ONC}-20}{800} \quad (3.18)$$

$$E_{max\ cfv} = \gamma * (T_{cmax} - T_{ambmax}) \quad (3.19)$$

Dónde:

T_{cmax} : Temperatura máxima célula fotovoltaica.

T_{ONC} : Temperatura normal operación de la célula.

γ : Coeficiente de temperatura célula fotovoltaica.

$E_{max\ cfv}$: Eficiencia máxima de la célula fotovoltaica.

Con ello se obtiene la Tabla 16.

Mes	Irrad. W/m ²	TOCN	Δt (°C)	T. amb. máx (°C)	T _c máx(°C)	γ (%/°C)	E.max. cfv	%Efic.
Enero	800	45	25	36.2	61.2	-0.46	-16.652	83.348
Febrero	800	45	25	38.0	63.0	-0.46	-17.48	82.52
Marzo	800	45	25	36.5	61.5	-0.46	-16.79	83.21
Abril	800	45	25	34.2	59.2	-0.46	-15.732	84.268
Mayo	800	45	25	34.2	59.2	-0.46	-15.732	84.268
Junio	800	45	25	33.5	58.5	-0.46	-15.41	84.59
Julio	800	45	25	34.5	59.5	-0.46	-15.87	84.13
Agosto	800	45	25	34.4	59.4	-0.46	-15.824	84.176
Septiembre	800	45	25	34.8	59.8	-0.46	-16.008	83.992
Octubre	800	45	25	34.8	59.8	-0.46	-16.008	83.992
Noviembre	800	45	25	34.5	59.5	-0.46	-15.87	84.13
Diciembre	800	45	25	35.2	60.2	-0.46	-16.192	83.808

Tabla 16: Eficiencia máxima de la célula fotovoltaica por efecto de temperatura.

3.9.2 Pérdidas por efecto Mismatch.

El efecto Mismatch se produce por las uniones de los paneles solares, debido a que las células fotovoltaicas tienen potenciales eléctricos ligeramente diferentes entre ellos, el efecto Mismatch se origina con la conexión en serie de dos módulos, el panel de menor corriente limitará la corriente en serie de los paneles, de igual modo ocurre con la tensión en paralelo de los módulos.

Este efecto se puede reducir instalando de forma ordenada los paneles definidos por su potencia, el fabricante de las células fotovoltaicas envía los módulos de forma ordenada y clasificada por su potencia, disminuyendo así este efecto de pérdidas, como se observa en la Tabla 17.

	Eficiencia por efecto Mismatch (%)
Enero	98.5
Febrero	98.5
Marzo	98.5
Abril	98.5
Mayo	98.5
Junio	98.5
Julio	98.5
Agosto	98.5
Septiembre	98.5
Octubre	98.5
Noviembre	98.5
Diciembre	98.5

Tabla 17: Eficiencia de paneles fotovoltaicos por efecto Mismatch.

3.9.3 Pérdidas por cableado.

Estas pérdidas se generan por el cableado de SFVCR, son similares a las pérdidas por el efecto Mistmach, Tabla 18.

	Eficiencia por pérdidas de cableado (%)
Enero	98.5
Febrero	98.5
Marzo	98.5
Abril	98.5
Mayo	98.5
Junio	98.5
Julio	98.5
Agosto	98.5
Septiembre	98.5
Octubre	98.5
Noviembre	98.5
Diciembre	98.5

Tabla 18: Eficiencia de Paneles fotovoltaicos por pérdidas en el cableado

3.9.4 Pérdidas por inversor.

Estas pérdidas se generan al realizar la conversión de corriente continua a corriente alterna, es propia del inversor y está estimada por el fabricante en el 98% durante todo el tiempo de su operación.

3.9.5 Pérdidas por el transformador.

El sistema genera energía eléctrica y debemos de inyectarla a la red, debido a este principio, al pasar por el transformador se generan pequeñas pérdidas de energía en esta transferencia. La eficiencia de este equipo está estimada por el fabricante en el 98%.

3.9.6 Pérdidas por polución.

Estas pérdidas son generadas por la suciedad y el polvo que se presentan en toda instalación fotovoltaica, el sistema fotovoltaico tendrá una inclinación de 10° sobre la horizontal, reduciendo este efecto de pérdidas por polución. No se encuentra cuantificado este tipo de pérdidas.

3.10 Transformador de potencia.

El transformador de potencia, definido por la norma INEM Instituto Ecuatoriano de Normalización establece la definición.

Transformador de potencia: Un transformador que transfiere energía eléctrica de cualquier parte del circuito entre el generador y los circuitos primarios de distribución. Normalmente los transformadores de potencia son de más de 500 kVA y más de 34 500 V. [5]

De ello se plantea el análisis del cálculo del transformador de potencia que se coloca. Según el estudio tenemos los siguientes datos:

Voltaje alterno entregado por el sistema FV: 220VAC

Corriente entregada por el sistema FV: 75.51A

Por lo tanto, se obtiene que:

$$P = V_{ac} * I \quad (3.20)$$

$$P = 220VAC * 75,51A$$

$$P = 16.65KVA$$

Al realizar la estimación, se va a generar una potencia de 16.65KVA y en la línea comercial, no existen transformadores de potencia con este valor, se debe de colocar el inmediato superior para la conexión a la red, es decir se planteará la instalación de un transformador de potencia de 25KVA.

El siguiente capítulo se analizará la viabilidad de colocación de este transformador puesto que el costo de compra de este y de los accesorios como lo son las celdas de media baja y media tensión tendrán su costo de inversión, deberá de ser analizado, esto debido a que el sistema

fotovoltaico instalado, generará la potencia específicamente para el consumo en el taller industrial.

El transformador seleccionado está definido bajo las características definidas en la Tabla 19.

Transformador de potencia	
Marca	ABB
Modelo	Pad Mounted
Tipo	Oil Type transformer
Lado alta tensión	1380 VAC
Lado baja tensión	220/127 VAC
Conexión	Yzn11
Peso	395Kg

Tabla 19: Transformador de potencia para conexión a la red.

3.11 Selección de cables conductores de la instalación fotovoltaica.

La instalación del sistema de generación de energía fotovoltaica está definida para trabajar bajo las siguientes condiciones eléctricas.

Datos de placa de cada panel fotovoltaico.

$$P_{mpp} = 255 \text{ [W]}$$

$$I_{mpp} = 8.39 \text{ [A]}$$

$$V_{mpp} = 30.4 \text{ [V]}$$

$$I_{cc} = 7.36 \text{ [A]}$$

Dato de placa del inversor.

$$P_i = 8.25 \text{ [A]}$$

$$V = 220 \text{ [Vac]}$$

$$I_{max} = 35 \text{ [A]}$$

Según definición de cantidades de paneles fotovoltaicos, este análisis consta de 99 arreglos de paneles fotovoltaicos en todo el sistema. Esta cantidad total será repartida en 3 string, cada uno con 33 paneles fotovoltaicos.

Utilizando 3 inversores, los cuales recibirán 9 string de alimentación, por lo tanto, se tiene en el sistema 3 string box, lo cual representa 1 inversor por cada string box. Con esta cantidad de paneles fotovoltaicos podremos obtener la Potencia pico instantánea:

Dónde:

Ppi: Potencia pico instantánea.

NFVs: Numero de paneles fotovoltaicos por string.

Pmpp: Potencia máximo pico pico.

$$P_{pi} = NFVs * N_s * P_{mpp} \quad (3.21)$$

$$P_{pi} = 11 * 9 * 255 [W]$$

$$P_{pi} = 25245 [W]$$

Ahora:

Vp-s: Voltaje por string.

Np-s: Números paneles por string.

$$V_{p-s} = N_{p-s} * V_{mpp} \quad (3.22)$$

$$V_{p-s} = 11 * 30.4 [V]$$

$$V_{p-s} = 334.4 [V]$$

En la salida de los paneles fotovoltaicos se debe instalar cable conductor No14 AWG de cobre.

El conductor No 14AWG de cobre puede manejar hasta 20A, a una temperatura máxima del conductor de 75°C, con ello obtenemos un factor de corrección correspondiente de 0.88 con una temperatura entre 35°C y 40°C.

$$I_{\text{cond}} = I * f_c \quad (3.23)$$

$$I_{\text{cond}} = 20 \text{ [A]} * 0.8$$

$$I_{\text{cond}} = 17.6 \text{ [A]}$$

Esto queda validado con la comparación de las condiciones de la corriente del que puede soportar el conductor versus la corriente máxima generada por los paneles fotovoltaicos.

$$I_{\text{cond}} > I_{\text{mpp}}$$

$$17.6 \text{ [A]} > 8.39 \text{ [A]}$$

Por lo tanto, para realizar el cableado desde los paneles fotovoltaicos hacia los string box se realizara con cable conductor de cobre No14AWG. Como se están manejando 3 string para cada string box, entonces se obtiene:

$I_{\text{c\sb}}$: Corrientes cada string box.

No s: Numero string

$$I_{\text{c\sb}} = \text{No s} * I_{\text{mpp}} \quad (3.24)$$

$$I_{\text{c\sb}} = 3 * 8.39 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{c\sb}} = 25.17 \text{ [A]}$$

Por tabla y utilizando el factor de corrección por temperatura aplicada al conductor y con el amperaje a soportar se define que para el tramo desde los string box hacia los inversores se utilizará cable conductor No10 AWG de cobre puesto que:

$$I_{\text{cond}} = I * f_c \quad (3.25)$$

$$I_{\text{cond}} = 40 \text{ [A]} * 0.8$$

$$I_{\text{cond}} = 35.32 \text{ [A]}$$

Esto queda validado con la condición de comparación entre la corriente generada por cada string box con la corriente que puede soportar el conductor elegido.

$$I_{\text{cond}} > I_c \quad (3.26)$$

$$35.2 \text{ [A]} > 25.17 \text{ [A]}$$

Por lo tanto, para realizar la conexión eléctrica desde los string box hacia los inversores se lo realizará con cable conductor No10 AWG de cobre.

Cada inversor puede manejar una corriente máxima de 35A con los cuales se podrá trabajar con un conductor No8 AWG el cual, aplicando el factor de corrección se obtiene:

$$I_{\text{cond}} = I * f_c \quad (3.27)$$

$$I_{\text{cond}} = 50 \text{ [A]} * 0.8$$

$$I_{\text{cond}} = 44 \text{ [A]}$$

Esta aplicación es válida debido a la comparación realizada:

$$I_{\text{cond}} > I_{\text{max inv}} \quad (3.28)$$

$$44 \text{ [A]} > 35 \text{ [A]}$$

Por lo tanto para el cableado desde los inversores hacia las barras de alimentación se utilizará el cable conductor No8 AWG de cobre.

3.12 Sistema de puesta a tierra.

La instalación fotovoltaica estará ubicada en la cubierta superior del taller industrial, esto generará fricción del viento contra los paneles solares, lo cual por principio físico habrá inducción eléctrica, generando corriente estática en los elementos de la instalación fotovoltaica. Además el hecho de ser una instalación eléctrica de baja tensión con generación eléctrica se obliga a colocar las protecciones propias del sistema como lo es el sistema de puesta a tierra, en conjunto con el parrayo correspondiente.

Esta normativa la establece la INEM la cual indica: 200-3. Conexión a sistemas puestos a tierra.- Las instalaciones de los predios no se deben conectar eléctricamente a la red de suministro a menos que esta última contenga, para cualquier conductor puesto a tierra de la instalación

interior, el correspondiente conductor puesto a tierra. Para los fines de este numeral, "conectar eléctricamente" quiere decir que se conecta de modo que sea capaz de transportar corriente, a diferencia de la conexión por inducción electromagnética." [15]

Lo primero que se debe de realizar es la interconexión entre las mesas de trabajo, las cuales son la soportaría de las células solares, cada string, estará interconectado entre ellos y será llevado hacia el inversor correspondiente. Como se tendrá; 1 inversor por cada 3 string, esto llevará a tener 3 puntos de conexión a tierra. Lo recomendable es colocar 1 varilla de cobre Coperweld de puesta a tierra por cada inversor, por lo tanto se colocará 3 varillas Coperweld y para tener superficies equipotenciales deberemos de interconectar entre si cada varilla con una separación de 2.4m entre sí, unidos por un conductor No 2 AWG desnudo, y enterradas a una profundidad no menor a 0.75m recomendado por la IEEE 80 para este tipo de instalaciones.

CAPÍTULO 4.

4. ANÁLISIS DE INVERSIÓN.

Los resultados de este proyecto se analizan desde el punto de vista económico debido a que uno de los mayores impedimentos para la instalación de sistemas fotovoltaicos es su alto costo inicial, por lo que se analizará la viabilidad del proyecto.

4.1 Análisis técnico-económico de la instalación fotovoltaica del taller industrial.

El caso de estudio identifica el proyecto de SFVCR por la viabilidad en la aplicación, en el cual se proyectará la factibilidad de la instalación, dependiendo de los costos operativos, tanto en inversión del proyecto en sí, como en su instalación física.

Además, se realizará el análisis del retorno de la inversión del proyecto, partiendo de la premisa de la inversión inicial que se deberá realizar para la instalación del sistema fotovoltaico, para este análisis se tomará en cuenta costos de instalación, equipos, mano de obra y se confrontarán con el ahorro energético generado por el taller industrial con respecto al tiempo; analizando de esta manera los consumos mensuales de energía eléctrica que tiene la instalación actual.

De forma general toda empresa que realiza inversión en equipos, necesariamente estiman la inversión inicial con el retorno en forma económica con respecto al tiempo, teniendo en consideración que el departamento técnico aprueba proyectos y el departamento financiero en conjunto con la gerencia les da la viabilidad correspondiente.

4.2 Inversión Inicial.

El estudio del retorno de la inversión estará basado en el análisis económico de la inversión por la instalación fotovoltaica, tomando en

consideración que el tiempo de vida útil del sistema fotovoltaico es de 15 años a partir de su instalación, siendo caso de estudio todos los elementos concernientes a esta aplicación, debido a que se tiene definido el valor del consumo de energía eléctrica por el taller industrial. Este costo es mensual, presentando un alto precio por pagar del taller.

Dentro de este análisis se encuentran los costos operativos y de mantenimiento de las células solares, que son el elemento de inversión más fuerte en la instalación fotovoltaica, además se contrastará en un periodo de 15 años y con ello se obtiene el análisis de la inversión inicial versus rentabilidad y retorno económico del proyecto.

4.3 Costos de la instalación fotovoltaica del taller industrial.

Para determinar los costos de la instalación fotovoltaica SFVCR del taller industrial, se debe de tener en consideración los siguientes elementos que generan un valor económico en la instalación, como lo son:

- Montaje de estructura necesaria.
- Importación de paneles solares.
- Herrajes y mesas de trabajo.
- Permisos de construcción locales.
- Mano de obra especializada en conjunto de dirección técnica.
- Sistemas de cableados de equipos.
- Instalación de equipos.
- Pagos de salarios y sueldos a colaboradores.
- Pago de servicios básicos.
- Costos imprevistos.

4.3.1 Costos de equipos y herrajes.

El área de instalación tiene las siguientes dimensiones: 18m x 14m, esta área corresponde al área efectiva de aplicación de los paneles solares, como se puede observar en la Figura 3.4 Dimensiones de la cubierta del taller industrial y Figura 3.5 Arreglo de módulos fotovoltaicos, anteriormente revisadas. Con ello se obtiene la Tabla 20 en la cual se definen los costos de la inversión.

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total
1	Estructura acero galvanizado, incluye soportería para paneles solares, herrajes y fijación (m2)	163	\$ 40	\$ 6,520.00
2	Panel solar Kyocera KD 255 GH - 4FB2	99	\$ 238.05	\$ 23,567.95
3	Inversor SMC 8000TL	3	\$ 2,822.71	\$ 8,468.13
4	Caja de conexiones unión box	3	\$ 985.50	\$ 2,956.50
5	Transformador de potencia incluye herrajes y seccionador	1	\$ 11,985	\$ 11,985.00
6	Flete marítimo Japón-Ecuador	GLB	\$ 6,500	\$ 6,500.00
7	Nacionalización equipos, incluye aduana y observación en puerto	GLB	\$ 2,500	\$ 2,500.00
			Total	\$ 62,497.58

Tabla 20 Costos directos de estructura y equipos.

4.3.2 Costos por cableados y equipos varios.

Los costos por el cable utilizado en las diferentes etapas, están definidos en la Tabla 21, en la cual se identifica las cantidades a utilizar. Se especifica que se utilizarán los conductores con tipo THHN (Thermoplastic High Heat Nylon), puesto que están en condiciones de operar a 600VAC y 90°C, con el cual puede trabajar en atmosfera seca o humedad y a la intemperie.

Aplicación	Calibre	Tipo	Cantidad requerida (m)	Valor Unitario (\$)	Valor total (\$)
Conexión de CFV a string box	#14 AWG	THHN	500	\$ 34.00	\$ 170.00
Conexión de string box a Inversor	#10 AWG	THHN	200	\$ 52.00	\$ 104.00
Conexión de inversor a trafo	#6 AWG	THHN	100	\$ 96.00	\$ 96.00
Conexión de trafo a línea 13.8Kv	1/0 AWG	THHN	50	\$ 403.00	\$ 403.00
Regulador maximizador SCHNEIDER MPPT 80-600			1	\$ 969.00	\$ 969.00
Materiales varios			glb	\$100.00	\$100.00
				TOTAL	\$1842.00

Tabla 21: Costos de cables conductores para SFV.

4.3.3 Costos de dirección técnica, permisos de construcción y otros.

Estos costos son recurrentes en cada instalación eléctrica y corresponden a los valores especificados por cada rubro definido en la Tabla 22.

Rubro	Cantidad	Valor unitario (\$)	Valor total (\$)
Diseño y aprobación de plano eléctrico en CNEL	1	\$ 650	\$ 650
Sistema de puesta a tierra	GLB	\$ 500	\$ 500
Permiso de construcción	1	\$ 250	\$ 250
Dirección técnica	1	\$ 2,700	\$ 2,700
Costos imprevistos	1	\$ 100	\$ 100
		TOTAL	\$ 4,200

Tabla 22: Costos Técnicos y puesta a tierra

4.3.4 Costos profesionales y mano de obra para desarrollo instalación.

Al momento de realizar una obra de esta magnitud, se toma en consideración que este tipo de trabajo debe ser realizado por profesionales en el área eléctrica y con conocimientos en las instalaciones fotovoltaicas, en la Tabla 23 se definen los rubros por la contratación de estos servicios en conjunto con el personal de desarrollo y aplicación.

	Cantidad	Costo unitario	Costo Total
Responsable técnico y residente obra	1	\$ 1,800	\$ 1,800
Jefe técnico	1	\$ 1,000	\$ 1,000
Técnicos eléctricos	4	\$ 600	\$ 2,400
		TOTAL	\$ 5,200

Tabla 23: Costos profesionales y mano de obra.

4.3.5 Costo total de la inversión.

El costo total de la inversión se encuentra resumida en la Tabla 24, la cual define todos los elementos que generan gastos en la inversión inicial, en esta tabla están los valores totales tomados de los datos analizados en este capítulo.

Definición de rubro	Ubicación	Valor obtenido
Costos directos, estructura y equipos	Tabla 20	\$ 62,497.58
Costo de cables para SFV	Tabla 21	\$ 1,896.00
Costos técnicos y puesta a tierra	Tabla 22	\$ 4,200.00
Costos profesionales y mano de obra	Tabla 23	\$ 5,200.00
Costos imprevistos (a recurrencia)		\$ 500.00
	TOTAL INVERSIÓN	\$ 74,293.58

Tabla 24: Costo total de la inversión.

4.4 Costos generados por consumos eléctricos en el taller industrial.

Este análisis se basa en los consumos eléctricos obtenidos por el planillaje generado en el taller industrial en el cual se ha realizado el proyecto, estos datos fueron tomados en forma escrita de las planillas, más el usuario no permitió obtener copias o fotografías de estos documentos puesto que los consideró de uso personal, estos datos se encuentran detallados en la Tabla 21: Consumos y costos de energía eléctrica generada por red pública.

Para el análisis se tomó los datos del mes y el valor económico correspondiente generado por el respectivo consumo. Por lo tanto, se obtiene la Tabla 25.

	Año 2014	Año 2015
Mes	Costo del consumo eléctrico (\$)	Costo consumo eléctrico (\$)
Enero	\$ 301.50	\$ 225.27
Febrero	\$ 252.00	\$ 250.65
Marzo	\$ 249.75	\$ 323.97
Abril	\$ 169.65	\$ 227.43
Mayo	\$ 186.75	\$ 247.08
Junio	\$ 186.75	\$ 345.51
Julio	\$ 224.10	\$ 315.57
Agosto	\$ 285.75	\$ 256.77
Septiembre	\$ 266.85	\$ 305.73
Octubre	\$ 205.20	\$ 374.58
Noviembre	\$ 281.70	\$ 391.47
Diciembre	\$ 228.60	\$ 273.15
VALOR TOTAL ANUAL	\$ 2,838.60	\$ 3,537.18

Tabla 25: Costos generados por consumo eléctrico año 2014 y 2015.

4.5 Análisis de retorno de la inversión.

Con la finalidad de realizar el análisis de retorno de la inversión se estima mediante la observación, que el consumo de energía eléctrica tuvo un incremento del 18% del valor correspondiente al año 2014 cancelando el valor de \$2,838.60 con respecto al 2015, en el cual se canceló \$3,537.18 Por estimación de incremento se toma el mismo crecimiento del consumo generado al año 2016 con un valor estimado de \$4,421.47.

El proyecto puede llegar a este mismo valor de crecimiento porcentual con respecto a la generación de energía vs la energía consumida.

La limitante es que con este incremento de producción en este primer año de instalación, el sistema fotovoltaico no podrá generar más de lo planificado, y toda la carga generada por el SFVCR será consumida por las

cargas eléctricas en el taller industrial, razón por la cual el valor máximo de ahorro económico será de \$4,421.47, partiendo de este análisis se plantea la Tabla 26, en la cual se detalla tiempo en cual se tendrá el retorno de la inversión realizada.

AÑO	Egreso inversión inicial (\$)	Ingresos por consumo eléctrico (\$)	SALDO= Egresos - Ingresos (\$)	
1	74293.58	4421.47	69872.11	PAGO DEL PROYECTO
2	74293.58	8842.94	65450.64	
3	74293.58	13264.41	61029.17	
4	74293.58	17685.88	56607.7	
5	74293.58	22107.35	52186.23	
6	74293.58	26528.82	47764.76	
7	74293.58	30950.29	43343.29	
8	74293.58	35371.76	38921.82	
9	74293.58	39793.23	34500.35	
10	74293.58	44214.7	30078.88	
11	74293.58	48636.17	25657.41	
12	74293.58	53057.64	21235.94	
13	74293.58	57479.11	16814.47	
14	74293.58	61900.58	12393	
15	74293.58	66322.05	7971.53	
16	74293.58	70743.52	3550.06	
17	74293.58	75164.99	-871.41	INICIO DE RETORNO DE INVERSIÓN
18	74293.58	79586.46	-5292.88	

Tabla 26: Inversión vs tiempo de retorno

4.6 Viabilidad del proyecto.

Tomando en consideración el tiempo de vida útil de las células fotovoltaicas y de los inversores, tiempo de vida estimada por el fabricante 15 años en ambos elementos y se determina que este proyecto para la aplicación en el taller industrial analizado no es viable, puesto que el retorno de la inversión

la tendrá a partir del año 17, tiempo en el cual los módulos solares han perdido eficiencia y no generarían la energía eléctrica necesaria para suplir el consumo del taller industrial.

Este tipo de proyectos serían viables en ámbito industria, si la empresa que lo aplicase estuviese comprometida con la preservación del medio ambiente, puesto que como se estima en el análisis que se ha realizado, para esta aplicación en específico, el tiempo de retorno de la inversión corresponde exclusivamente al tiempo de vida útil de los diferentes componentes del SFVCR, a partir de este tiempo transcurrido el cual es de 15 años, los paneles solares pierden eficiencia en su generación, llegando a bajar a partir del año 16 al 82% de su generación, y con esta cantidad de energía generada solo podría obtener 20.6KW de los 25.2kW que se requiere, además esta pérdida de eficiencia es progresiva con el tiempo y teniendo el agravante del mantenimiento que se requiere en el SFV.

Por lo tanto, el SFVCR del taller industrial no es viable, ni atractiva la inversión para el empresario.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Este proyecto no es viable, debido al tiempo de retorno de la inversión, este tiempo es de 17 años luego de la instalación de los equipos.

Se define la inviabilidad del proyecto como respuesta al estudio técnico y económico del mismo, la relación costo versus beneficio no es atractivo para al área financiera ni gerencial del taller industrial.

Como todo proyecto donde se participa la propiedad privada hay que realizar estudios económicos sobre el retorno de inversión. Para los dueños del taller industrial era necesario conocer en qué tiempo le tomaría ser rentable la instalación de las celdas fotovoltaicas en su empresa, es decir que ganancia obtendrán en comparación con la inversión que deben de realizar.

Para el Gerente propietario del taller industrial, para que una inversión sea segura se debe de cumplir una rentabilidad en función al tiempo, en este caso la depreciación de los equipos en relación al tiempo es muy alta y ello conlleva a que el proyecto se vuelva inviable por un retorno demasiado lento sobre la inversión en el tiempo.

Lo que hace pensar al Gerente propietario del taller industrial en no invertir y no utilizar esta tecnología, además los gastos extras que genera la inversión, también aumentarían los costos económicos; es por eso se concluye que el proyecto de SFVCR en el taller industrial no es viable.

Desde el punto de vista técnico el SFVCR abastece toda la carga de energía demandada por el taller industria, haciendo que técnicamente el proyecto se viable.

El área definida para realizar el emplazamiento, es el específico para generar energía para consumo del taller industrial, vertiendo apenas el 18% de la producción durante el año 1 de la instalación, desde el año 2 de la instalación este porcentaje será consumido por el taller industrial.

Esta generación de energía para el taller industrial es producto de la ubicación correcta del emplazamiento, puesto con el análisis técnico que se realizó y al hacer

la inspección del sitio en el cuál se planeó la instalación de los paneles solares se comprobó de forma visual, que área del emplazamiento tiene suficientemente accesibilidad física, además los rayos de solares inciden de forma directa en las CFV y con ello se comprobó por observación que no hay construcciones elevadas que impidan un normal desarrollo del sistema. El techado del taller industrial es accesible y cómodo para la instalación de los paneles con ello se obtiene la máxima eficiencia de las células fotovoltaicas, tal es el caso de este taller industrial, se obtiene una conclusión al respecto muy buena ya que la ubicación de los paneles solares genera el máximo valor de energía el cual es entregada al taller industrial cubriendo así la demanda total generada. Por ello se concluye que el área para la instalación del SFVCR es la mejor ubicación que se pudo encontrar en toda su estructura.

De acuerdo a datos obtenidos por software y bases de datos de irradiación solar se especificar que en el emplazamiento se tendrá una irradiación de 4.82KW.h/m², este valor de irradiación solar corresponde a una media aritmética de los datos de irradiación solar obtenida a partir de software, datos de la NASA y los generados por la estación meteorológica de la ESPOL.

Normalmente, para estos análisis se debe de tomar valores generados por equipos de medición de radiación solar y de irradiancia en el área, pero como no se tuvo acceso y el análisis con datos tomados por estos equipos, debido costoso se procedió a buscar fuentes de datos en institutos serios como son: el centro meteorológico de la Nasa, el centro meteorológico de la Espol y el centro meteorológico del Ecuador; cuyos datos son aceptados por las diversas instituciones y profesionales en el mundo de la investigación. Se trató de obtener información precisa y los más cercanos al emplazamiento, pero para no tener diferencias entre datos se procedió con el análisis conforme se lo especifica, con ello se tiene la mejor apreciación de generación de irradiación solar en el lugar del emplazamiento.

Observando el tiempo del retorno de la inversión, se puede entender que para instalaciones fotovoltaicas, en las cuales tenemos un alto consumo de energía y haciendo referencia al sector industrial, este tipo de aplicaciones no son viables

debido a los altos costos de implementación, por ello es que en la actualidad no existen empresas que hayan aplicado este tipo de proyectos.

Se demuestra que estos proyectos en el Ecuador todavía no gozan de mucha popularidad por el gasto económico elevado que tienen que realizar las empresas para adquirir esta clase de tecnología de generación eléctrica renovable y limpia. Lo que hace pensar en recapitular los proyectos y dirigirlos a soluciones focalizadas por el momento, el acceso a esta tecnología, la falta de cambios en nuestras normas y políticas acerca de la inserción de la tecnología fotovoltaica en el Ecuador.

Cabe recalcar que el proyecto se lo puede reformular, es decir como opción se podría dar a los dueños del taller industrial un segundo proyecto del cual solo se satisface la demanda de la parte administrativa es decir oficinas e Iluminación, dando así una reducción en la planilla de un 20%, dejando la demanda operativa del taller en el consumo normal conectada a la red eléctrica. Cabe recalcar que nuestro estudio no se sujeta a todos los talleres industriales de Guayaquil porque cada estudio de demanda energética es único.

Para darle viabilidad a este tipo de iniciativas, la recomendación básica es disminuir los aranceles de entrada al país de este tipo de tecnología, puesto que con ello generaría un menor costo operativo y de inversión.

Importar tecnología con la finalidad de construir de forma local los elementos y componentes necesarios para la instalación fotovoltaica.

Utilizar el ordenamiento de los módulos solares establecidos por el fabricante con el fin de disminuir el efecto Mismatch el cual es generado por la interconexión entre los paneles solares y genera pérdida en la eficiencia de los paneles fotovoltaicos.

Analizar el efecto sombra, el cual genera pérdidas en el sistema fotovoltaico, siempre que las células fotovoltaicas se instalen entre edificaciones que puedan producir este efecto.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1]. Ministerio coordinador de sectores estratégicos (MICSE), balance energético, balance energético nacional 2015 parte 1 pág. 32, disponible en: <http://www.sectoresestrategicos.gob.ec/balance-energetico/>
- [2]. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Corporación eléctrica del Ecuador (CELEC), Plan Maestro de electrificación 2013 – 2022 volumen 2, pág. 38, disponible en: <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/index.php/30-noticias/61-plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022>
- [3]. Renovables (2016, Agosto 20). Tipos de energía renovable. [on line] Disponible en: <http://erenovable.com/tipos-de-energias-renovables-resumen/>
- [4]. GreenPro, “Guía técnica manual de energía fotovoltaica” Pag 19, Enero 2014.
- [5]. Néstor Sanz (2009, Enero). Radiación solar. [on line]. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos65/radiacion-solar/radiacion-solar2.shtml>
- [6]. Edson Placencia, Adolfo Posadas, Lidio Matos, Carlos Cabrera. “Estimación horaria de la irradiación solar total extraterrestre” Revista del Instituto de investigación FIGMMG. vol10, No19 pág. 73, marzo 2007.
- [7]. R.M. Beleares (2014, Mayo 02), Horas Solar Pico (HSP) [on line]. Disponible en: <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>
- [8]. Carlos Gonzales Ruiz, licenciado en ciencias físicas (2015, Enero 25). Energía fotovoltaica, una posibilidad interesante, [On line]. Disponible en: http://www.citop.es/publicaciones/documentos/Cimbra368_07.pdf
- [9]. Ente Vasco de la energía (EVE) “LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL PAIS VASCO”, 1.ª Edición: Octubre 2000 BILBAO-ESPAÑA, pág. 12, [on line] disponible:http://www.bizkaia21.eus/biblioteca_virtual/descargar_documento.asp?idDoc=47&idSubArea=6&idPagina=124&volver=3&idioma=eu&pag=3&orden=2&tipoOrden=1
- [10]. Colegio Oficial de Ingenieros De telecomunicaciones-Grupo NAP (Nuevas Actividades Profesionales) “ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”, 1.º Edición: septiembre 2002 MADRID-ESPAÑA, pág. 23, [on line] Disponible en: http://www.coitaoc.org/files/estudios/energia_solar_fotovoltaica_2e5c69a6.pdf

- [11]. Eduardo Lorenzo Pigueiras “RADIACIÓN SOLAR Y DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS” volumen II, Editorial PROGENSA, 1. ° Edición: año 2006 MADRID-ESPAÑA.
- [12]. Ó. Perpiñán, A. Colmenar, M. Castro “DISEÑOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”, Editorial PROGENSA, 1. ° Edición: año 2015 SEVILLA-ESPAÑA, Capítulo 3 y 4.
- [13]. NASA Surface meteorology and Solar Energy – Location, centro de datos de ciencia atmosférica, E.E.U.U. 2012 [on line]. Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>
- [14]. Atlas solar del Ecuador con fines de generación de energía eléctrica 2008, [on line] Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/65653836/Atlas-Solar-Ecuador>
- [15]. Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN, [on line] Disponible en: <http://www.normalizacion.gob.ec/>
- [16]. IPCC (Grupo Intergubernamental de Profesionales sobre el cambio climático), fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático reporte y resumen técnico, Publicado por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático © 2011 [on line]. Disponible en: https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf

ANEXOS

Anexo 1: Hoja técnica panel fotovoltaicos KYOCERA KD255



We care! Since 1975.

POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULES

KD145 · KD195 · KD220 · KD245 · KD250 · KD255



Apartment house, Germany

CUTTING-EDGE TECHNOLOGY

▶ Cell:

- 156 mm × 156 mm
- Polycrystalline, 3-busbar
- >16% efficiency
- Embedded in EVA film
- Silicon nitride texturing: Minimisation of light reflectivity, homogenous coloration

▶ Frame:

- Aluminium, **black** anodised and coated
- **Screwed** and also adhered
- Load capacity: **5,400 N/m²** (IEC standard: 2,400 N/m²)
- Interior drainage openings to protect against frost damage
- Flexible assembly (horizontal and upright)
- Approved for module inlay systems
- 60-cell modules: reinforced with two support bars on the rear side – minimises the risk of micro-cracks (μ-cracks); mech. load capacity of **8,000 N/m²**, tested by TÜV Rheinland according to IEC 61215 (IEC standard: 2,400 N/m²)

▶ Junction box:

- Incl. bypass diodes
- **Encapsulated**, prevents penetration of moisture
- Highest fireproof class 5VA in accordance with UL94
- pre-configured with connection wires and SMK plug connectors

▶ Anti-reflective glass:

- Enhances transmittance, maximizes conversion efficiency
- For module types: KD250AH-4FB2, KD255AH-4FB2

▶ Service:

- Professional Europe-wide customer service in Esslingen/Germany
- **(Service tested by TÜV)**
- Individual maintenance service increases life expectancy of the photovoltaic system

COMPANY

▶ Competence and stability:

Founded in 1959 in Kyoto, Japan, Kyocera is now a globally active, financially powerful corporation with 228 subsidiaries.

▶ Quality:

Kyocera Solar, a pioneer in the photovoltaic sector and collaborator in groundbreaking photovoltaic solutions since 1975, is one of the leading manufacturers of solar energy systems. Kyocera was the first company to introduce the series production of polycrystalline silicon solar cells and the patented 3-busbar cell technology in mass production.

▶ Verified longevity:

The reliability and longevity of the products have been verified by proven long-term solutions. For example, systems installed in Japan and Sweden have been providing excellent yields since 1984.

Kyocera photovoltaic modules meet the highest standards



IEC 61215
IEC 61730



Salt mist corrosion test, severity 6
according to IEC 61701

Intensified hailstorm test
(27.2 m/s; 35 mm) according to IEC
61215 (IEC standard: 23 m/s; 25 mm)

Kyocera is ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001 certified and registered.



ELECTRICAL PERFORMANCE

PV Module Type	KD145GH-4FU KD145GH-4YU	KD195GH-4FU KD195GH-4YU	KD220GH-4FU KD220GH-4YU	KD245GH-4FB2 KD245GH-4YB2	KD250GH-4FB2 KD250GH-4YB2 KD250AH-4FB2	KD255GH-4FB2 KD255GH-4YB2 KD255AH-4FB2
At 1000 W/m² (STC)⁽¹⁾						
Maximum Power [W]	145	195	220	245	250	255
Maximum System Voltage [V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Maximum Power Voltage [V]	17.9	23.6	26.6	29.8	29.8	30.4
Maximum Power Current [A]	8.11	8.27	8.28	8.23	8.39	8.39
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	22.3	29.5	33.2	36.9	36.9	37.6
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	8.78	9.05	8.98	8.91	9.09	9.09
Efficiency [%]	14.4	14.7	14.8	14.8	15.1	15.4
At 800 W/m² (NOCT)⁽²⁾						
Maximum Power [W]	104	140	158	176	180	184
Maximum Power Voltage [V]	16.1	21.3	24.0	26.8	26.8	27.4
Maximum Power Current [A]	6.46	6.58	6.63	6.58	6.72	6.72
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	20.4	27.0	30.4	33.7	33.7	34.4
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	7.11	7.33	7.27	7.21	7.36	7.36
NOCT [°C]	45	45	45	45	45	45
Power Tolerance [%]	+5/-5	+5/-5	+5/-3	+5/-3	+5/-3	+5/-3
Maximum Reverse Current I _r [A]	15	15	15	15	15	15
Series Fuse Rating [A]	15	15	15	15	15	15
Temperature Coefficient of V _{oc} [%/K]	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36
Temperature Coefficient of I _{sc} [%/K]	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Temperature Coefficient of Max. Power [%/K]	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46
Reduction of Efficiency (from 1000 W/m ² to 200 W/m ²) [%]	4.9	5.0	6.0	6.6	6.7	6.3
DIMENSIONS						
Length [mm]	1500 (±2.5)	1338 (±2.5)	1500 (±2.5)	1662 (±2.5)	1662 (±2.5)	1662 (±2.5)
Width [mm]	668 (±2.5)	990 (±2.5)	990 (±2.5)	990 (±2.5)	990 (±2.5)	990 (±2.5)
Depth /incl. Junction Box [mm]	46	46	46	46	46	46
Weight [kg]	12.5	16	18	20	20	20
Cable [mm]	(+)1010 / (-)840	(+)1030 / (-)840	(+)1100 / (-)900	(+)1190 / (-)960	(+)1190 / (-)960	(+)1190 / (-)960
Connection Type	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)
Junction Box [mm]	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16
Number of bypass diodes	2	3	3	3	3	3
IP Code	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67
CELLS						
Number per Module	36	48	54	60	60	60
Cell Technology	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline
Cell Shape (square) [mm]	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156
Cell Bonding	3-busbar	3-busbar	3-busbar	3-busbar	3-busbar	3-busbar
GENERAL INFORMATION						
Performance Guarantee	10 ⁽³⁾ / 25 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 25 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 25 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 25 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 25 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 25 years ⁽⁴⁾
Warranty	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾

(1) Electrical values under standard test conditions (STC): irradiation of 1000 W/m², air mass AM 1.5 and cell temperature of 25 °C.

(2) Electrical values under normal operating cell temperature (NOCT): irradiation of 800 W/m², air mass AM 1.5, wind speed of 1 m/s and ambient temperature of 20 °C.

(3) 10 years on 99% of the minimally specified power P under standard test conditions (STC).

(4) 25 years on 80% of the minimally specified power P under standard test conditions (STC).

(5) In the case of Europe.

Your local Kyocera dealer:



**KYOCERA Finoceramics GmbH
Solar Division**
Fritz-Mueller-Strasse 27
73730 Esslingen / Germany
Tel: +49 (0)711-93 93 49 99
Fax: +49 (0)711-93 93 48 61
E-Mail: solar@kyocera.de
www.kyocerasolar.eu

Anexo 2: Hoja técnica inverso SMA SUNNI MILI 8000TL



SUNNY MINI CENTRAL 6000TL / 7000TL / 8000TL



De gran rendimiento

- Rendimiento máximo del 98 %
- Mejor rendimiento de adaptación con la regulación MPP OptiTrac
- Topología H5, sin transformador

- Gestión activa de la temperatura gracias al sistema de refrigeración OptiCool

Seguro

- SMA Power Balancer para la conexión trifásica a la red
- Seccionador de carga de CC ESS integrado

Sencillo

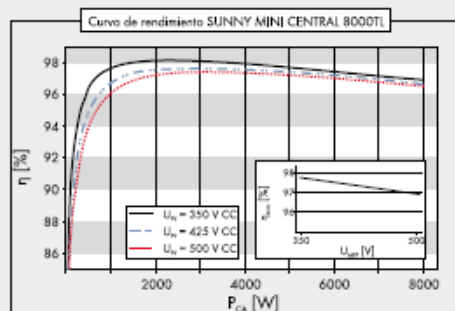
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX

SUNNY MINI CENTRAL 6000TL / 7000TL / 8000TL

Equipos de alto rendimiento que permiten múltiples combinaciones

Los Sunny Mini Central 6000TL, 7000TL y 8000TL sin transformador ofrecen un alto rendimiento a los operadores. Con la familia Sunny Mini Central sin transformador será aún más fácil llevar a cabo instalaciones solares desde los 18 kWp hasta varios megavatios de potencia. Las clases de potencia adecuadamente escalonadas permiten construir grandes instalaciones solares con la máxima precisión. La flexibilidad a la hora de planificar la instalación y una excelente relación calidad-precio convierten al Sunny Mini Central en el inversor idóneo para instalaciones fotovoltaicas medianas y grandes.

Datos técnicos	Sunny Mini Central 6000TL	Sunny Mini Central 7000TL	Sunny Mini Central 8000TL
Entrada (CC)			
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi=1$)	6200 W	7200 W	8250 W
Tensión máx. de CC	700 V	700 V	700 V
Rango de tensión MPP	333 V - 500 V	333 V - 500 V	333 V - 500 V
Tensión nominal de CC	350 V	350 V	350 V
Tensión de CC mín. / tensión inicial	330 V / 400 V	330 V / 400 V	330 V / 400 V
Corriente máx. de entrada / por String	19 A / 19 A	22 A / 22 A	25 A / 25 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) / String por seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)	1 / 4	1 / 4	1 / 4
Salida (CA)			
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	6000 W	7000 W	8000 W
Potencia aparente de CA máxima	6000 VA	7000 VA	8000 VA
Tensión nominal de CA; rango	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V**)	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V**)	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V**)
Frecuencia de red de CA; rango	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz
Corriente máx. de salida	27 A	31 A	35 A
Factor de potencia ($\cos \varphi$)	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión / Power Balancing	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●
Rendimiento			
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	98,0 % / 97,7 %	98,0 % / 97,7 %	98,0 % / 97,7 %
Dispositivos de protección			
Protección contra polarización inversa (CC) / corriente inversa	● / -	● / -	● / -
Seccionador de carga de CC ESS	●	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●
Monitorización de cortocircuito a tierra	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●
Con separación galvánica / unidad de monitorización de corriente de fallo sensible a la corriente universal	- / ●	- / ●	- / ●
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable	-	-	-
Reconocimiento de fallos de String	-	-	-
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III	I / III
Datos generales			
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Peso	31 kg	32 kg	33 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido (típicas)	≤ 31 dB(A)	≤ 33 dB(A)	≤ 40 dB(A)
Consumo característico nocturno	0,25 W	0,25 W	0,25 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según CEI 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Clase climática (según CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
Características			
Conexión de CC: SUNCLIX	●	●	●
Conexión de CA: terminal de tornillo / terminal de muelle	● / -	● / -	● / -
Display: línea de texto / gráfico	● / -	● / -	● / -
Interfaz: RS485 / Bluetooth®	○ / ○	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940*, RD 1663, PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PFD5		
* Sólo válido para la versión IT ** No se aplica a todas las desviaciones nacionales de la norma EN 50438			
● De serie ○ Opcional - No disponible			
Datos en condiciones nominales			
Modelo comercial	SMC 6000TL	SMC 7000TL	SMC 8000TL



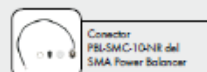
Accesorios



Interfaz RS485 48SP8-NR



Bluetooth® Piggy-Back BTBINV-NR



Conector PBLSMC10ANR del SMA Power Balancer