



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADA A RED PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO COMERCIAL EN LA PROVINCIA DEL
GUAYAS Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:

ALEX FERNANDO BENAVIDES MALDONADO

BRYAN EDUARDO VILLEGAS CARRASCO

GUAYAQUIL – ECUADOR

2015

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser nuestro mentor a lo largo de todo el camino y darnos lo necesario.

A nuestros padres por darnos los conocimientos y recursos necesarios para poder formarnos como personas de bien.

A todos los Profesores, que nos ayudaron a formarnos como profesionales y por enseñarnos que en la vida nada es fácil, si no hay esfuerzo.

Al Ing. Jorge Montealegre profesor de la materia de graduación, al PhD. Sífifo Falcones y al PhD. Cristóbal Mera por su guía, orientación y paciencia durante el desarrollo de este trabajo.

A nuestros amigos por su apoyo incondicional a lo largo de la carrera y por sus valiosos deseos y consejos.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia, a mis padres Manuel Benavides y Flora Maldonado, que han estado ahí apoyándome en todo lo necesario a lo largo de mi carrera, siempre creyeron y confiaron en mi capacidad para lograr uno de mis primeros objetivos, y me formaron educándome para ser una buena persona con principios y valores; nada de esto fuera posible sin ustedes Gracias.

Alex Fernando Benavides Maldonado

Dedico este trabajo a Dios por ser mi mentor, a mi familia en especial mis abuelos que me han sabido guiar, apoyar y por brindarme su afecto, a mis padres Fausto Villegas Paredes y Jessica Carrasco Duarte que aunque no estén juntos, me han enseñado que el amor de familia, es la energía impulsadora de mis días y que el dinero no lo es todo en la vida, a mis hermanos por estar a cada momento conmigo brindándome su amor y cariño y por ultimo a los estudiantes que estén interesados en conocer sobre mi trabajo y que busquen salir adelante porque:

“No hay aprendizaje en la vida, si no tienes a quien valorar”.

Bryan Eduardo Villegas Carrasco

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Msc. Jorge Montealegre García

PROFESOR DE LA MATERIA DE GRADUACIÓN

Ph.D. Cristóbal Mera Gencon

PROFESOR DELEGADO POR EL DECANO DE LA FACULTAD

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”.

(Reglamento de Graduación de la Espol)

Alex Fernando Benavides Maldonado

Bryan Eduardo Villegas Carrasco

RESUMEN

El presente trabajo consiste en el dimensionamiento de un Sistema Fotovoltaico aplicado en el centro comercial El Paseo Shopping “Durán”, identificando si resulta viable su implementación y además si es conveniente vender energía o consumirla, tomando en cuenta el costo para proyectos menores a 1 MW de la Regulación 004/11 del CONELEC.

En el Capítulo 1 se desarrolla una breve introducción de las diversas fuentes energéticas, entre ellas la Energía Fotovoltaica que están presentes en el Ecuador. Además se indica lo que pretendemos, y porque es necesario realizar este análisis.

En el Capítulo 2 se realiza una explicación de la radiación solar, los factores que afectan, y la radiación solar en el Ecuador. Además se detalla los componentes que conforman el sistema fotovoltaico conectado a red, entre ellos, el Inversor, el Panel Fotovoltaico y su efecto, las respectivas protecciones que se deben aplicar, el cableado de la instalación, las estructuras a utilizar y el medidor bidireccional para llevar un mayor control de cuanto se consume y se genera.

En el Capítulo 3 se detalla la información del centro comercial Paseo Shopping Duran tal como su consumo, ubicación y la zona donde se ubicará la

instalación fotovoltaica. Además de explicar las características de cada componente con su respectivo costo, se trata sobre la productividad y el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos su orientación, distribución y cableado.

En el Capítulo 4 se realiza el análisis de viabilidad económico, es decir el presupuesto que se requiere para su implementación, la conveniencia del propietario en vender la energía o de auto consumo, y si el proyecto es rentable es decir si se recupera la inversión a corto plazo.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
INTRODUCCIÓN.....	XIX
CAPÍTULO 1	1
ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Justificación.....	4
1.3. Objetivos	5
1.3.1. Objetivos Generales.....	5
1.3.2. Objetivos Específicos	5
1.4. Metodología	6
CAPÍTULO 2.....	8

MARCO TEÓRICO	8
2.1. Radiación Solar.....	8
2.1.1. Espectro luminoso	8
2.1.2. Masa de aire.....	9
2.1.3. Variación del espectro luminoso.....	10
2.1.4. Insolación	11
2.1.5. Variación de la insolación.....	11
2.1.6. Día solar promedio	12
2.1.7. Radiación Solar en el Ecuador	13
2.2. El efecto fotovoltaico	14
2.2.1. La célula solar fotovoltaica	15
2.2.2. El modulo solar fotovoltaico.....	18
2.3. Sistemas Fotovoltaicos de conexión a red	23
2.4. Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red	24
2.4.1. Paneles solares fotovoltaicos	25
2.4.2. Inversor	28
2.4.3. Medidor Bidireccional	33
2.4.4. Estructuras de soporte	35
2.4.5. Protecciones.....	38

2.4.6. Cables y Conectores	41
CAPÍTULO 3.....	44
DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	44
3.1. Introducción.....	44
3.2. Ubicación del centro comercial	44
3.3. Dimensiones del parqueadero	46
3.4. Datos de demanda.....	46
3.5. Características de los paneles solares fotovoltaicos.....	48
3.6. Características del inversor.....	51
3.7. Monitorización	53
3.8. Características de las Estructuras de Soporte	54
3.9. Características del transformador	59
3.10. Características de la Malla a Tierra.....	59
3.11. Características de las Canalizaciones Eléctricas	61
3.12. Dimensionamiento de los paneles solares	61
3.12.1. Orientación e inclinación	63
3.12.2. Distribución de los Paneles	65
3.12.3. Cableado Eléctrico	66
3.13. Productividad de la instalación.....	66

CAPÍTULO 4.....	70
ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA	70
4.1. Presupuesto	70
4.2. Mecanismos de retribución económica	74
4.2.1. Retribución con prima (FIT).....	74
4.2.2. Balance neto	75
4.3. Rentabilidad	76
4.3.1. VAN (Valor actual neto).....	77
4.3.2. TIR (Tasa interna de retorno)	78
4.4. Análisis de sensibilidad	78
4.4.1. Con la tarifa de 0,4003 \$/kWh.....	79
4.4.2. Con la tarifa de 0,118 \$/kWh	82
4.4.3. Con la tarifa de 0,081 \$/kWh	83
4.5. LCOE (Costo Nivelado de la Energía)	85
CONCLUSIONES	87
RECOMENDACIONES.....	89
ANEXOS.....	91
ANEXO A: DATOS DE RADIACIÓN.....	92
ANEXO B: CÁLCULOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO	95

ANEXO C: CÁLCULOS PARA EL CABLEADO	97
ANEXO D: PLANOS	106
ANEXO E: CATÁLOGOS	110
BIBLIOGRAFÍA.....	115

ABREVIATURAS

AWG	Calibre de cable americano
CIE	Corporación para la Investigación Energética
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
ERNC	Energía Renovable No Convencional
FIT	Retribución con prima
FS	Factor de Sombras
FV	Fotovoltaico
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
LCOE	Costo Nivelado de la Energía
MCI	Motores de Combustión Interna
MCM	Mil Circular Mil
MPP	Punto de Máxima Potencia
MPPT	Seguidor del punto de máxima potencia
NEC	Norma Ecuatoriana de la Construcción
PR	Coeficiente de Rendimiento

PVC	Poli cloruro de vinilo
PWM	Modulación por ancho de pulsos
RTU	Unidad de Terminal Remota
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red
STC	Condiciones de Test Estándar
THD	Total Distorsión de Armónicos
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMAR	Tasa Mínima Atractiva de Retorno
TONC	Temperatura de Operación Nominal de la Célula
VAN	Valor Actual Neto
Wp	Vatios pico
XLPE	Polietileno Reticulado

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Producción de energía por tipo de fuente energética año 2013	2
Figura 1. 2 Potencia efectiva por tipo de generación año 2013.....	3
Figura 2. 1 Espectro luminoso de la luz solar [11].....	9
Figura 2. 2 Masa de aire [11]	10
Figura 2. 3 Angulo de inclinación [11]	13
Figura 2. 4 Esquema ilustrativo de la composición de un panel [32]	19
Figura 2. 5 Esquema de un SFCR [8]	24
Figura 2. 6 Curva característica de un módulo fotovoltaico [10].....	27
Figura 2. 7 Esquema de un inversor central [12].....	32
Figura 2. 8 Esquema de un inversor modular [12].....	32
Figura 2. 9 Esquema de inversores integrados en módulos FV [12]	33
Figura 2. 10 Medidor bidireccional [13]	35
Figura 2. 11 Distintos tipos de colocaciones de los módulos fotovoltaicos [14].....	37
Figura 2. 12 Separación entre filas de módulos (d) o entre módulos y obstáculos de altura h que puedan causar sombras al sistema [15].....	38
Figura 2. 13 Fusibles y Termo magnético [16]	39
Figura 2. 14 Mala Toma a tierra y Varistores en un SFCR.....	40
Figura 2. 15 Modo Isla similar a un SFCR Residencial	41
Figura 2. 16 Características del Cable y su colocación [17].....	42
Figura 3. 1 Paseo Shopping Durán.....	45
Figura 3. 2 Parqueadero del Paseo Shopping Durán.....	45
Figura 3. 3 Dimensiones del parqueadero	46
Figura 3. 4 Curva diaria	47

Figura 3. 5 Curva mensual.....	48
Figura 3. 6 Panel Yingli Solar.....	50
Figura 3. 7 Inversor marca Power One PVI-250	52
Figura 3. 8 Ubicación del inversor.....	52
Figura 3. 9 Supervisor de cadenas de paneles FV SFS24 [24].....	54
Figura 3. 10 Soporte para parqueos	55
Figura 3. 11 Dimensiones de la estructura.....	55
Figura 3. 12 Características de la estructura.....	56
Figura 3. 13 Partes de la estructura	57
Figura 3. 14 Ensamblaje de la estructura.....	57
Figura 3. 15 Base de la estructura	58
Figura 3. 16 Pasos para la instalación	59
Figura 3. 17 Malla a tierra [27]	60
Figura 3. 18 Espacio de Parqueadero.....	62
Figura 3. 19 Cadenas de paneles conectados en Paralelo	62
Figura 3. 20 Cadena formado por 26 Paneles en Serie	63
Figura 3. 21 Inversor, protección y transformador ubicados cerca de la S/E.....	63
Figura 3. 22 Dimensiones de una cadena de paneles FV	65
Figura 3. 23 Distribución de los paneles	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Energía generada [GWh] para el año 2013.....	2
Tabla 1. 2 Potencia efectiva [MW] para el año 2013	3
Tabla 2. 1 Rendimiento de paneles [10].....	25
Tabla 2. 2 Condiciones STC de medida de características de módulos fotovoltaicos [10]	27
Tabla 2. 3 Condiciones TONC de medida de características de módulos fotovoltaicos [10]	28
Tabla 3. 1 Características para la selección del panel	49
Tabla 3. 2 Características generales del panel seleccionado [33].....	49
Tabla 3. 3 Características eléctricas del módulo seleccionado [33]	50
Tabla 3. 4 Características térmicas del panel [33].....	50
Tabla 3. 5 Parámetros del inversor seleccionado.....	51
Tabla 4. 1 Presupuesto del generador fotovoltaico	71
Tabla 4. 2 Presupuesto del material eléctrico	72
Tabla 4. 3 Presupuesto obra civil.....	73
Tabla 4. 4 Presupuesto costo de interconexión	73
Tabla 4. 5 Presupuesto Total.....	74
Tabla 4. 8 Flujos anuales para 0,081 \$/kWh.....	84

INTRODUCCIÓN

A medida que la demanda energética crezca, nuestro sistema eléctrico tendrá que ser reforzado y tendremos que instalar cada vez más centrales eléctricas. Para tratar de reducir su implementación, debemos recurrir a la Generación Distribuida y así tratar de cada vez aprovechar de nuestros recursos renovables. La Generación Distribuida está ligada íntimamente con las fuentes fotovoltaicas, debido a que estas fuentes pueden encontrarse cerca de la carga, y además porque se suelen encontrar en los centros comerciales, viviendas, edificios, etc.

Por esta razón, el presente trabajo trata de analizar si resulta ventajoso colocar una fuente fotovoltaica conectada a la red en centros comerciales, de manera que los paneles fotovoltaicos aparte de generar energía, pueda dar una agradable presentación y comodidad al usuario.

En la mayoría de los centros comerciales, sus parqueaderos suelen estar a la intemperie, y comúnmente se usan en los “Estacionamientos Solares”, que es una estructura metálica que soporta al Panel Fotovoltaico y además brinda sombra a los vehículos que se encuentren debajo.

Si se hicieran más estudios de este tipo, podremos lograr implementar más sistemas fotovoltaicos o de otro tipo en diferentes lugares, y así estar a un paso de llegar a tener una red inteligente.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

1.1. Antecedentes

En el Ecuador, la producción de energía eléctrica principalmente se basa en centrales hidroeléctricas y térmicas, y en una pequeña parte las ERNC llegando a producir el 1.5% de la energía producida en el año 2013[1]. En la Figura 1. 1 se muestra el porcentaje de producción de energía por tipo de fuente energética para el año 2013 y en la Tabla 1. 1 podemos ver los datos de energía [GWh] para ese mismo año.

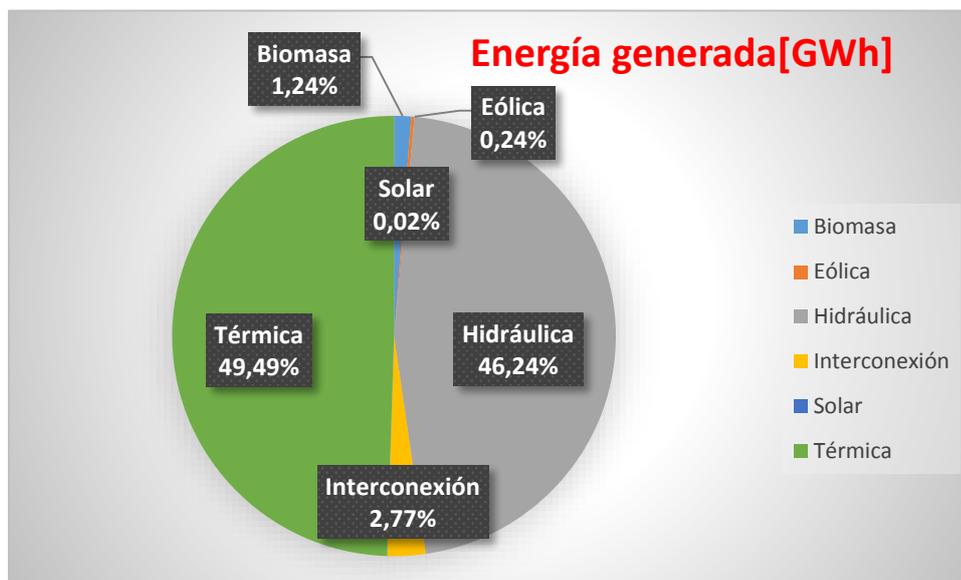


Figura 1. 1 Producción de energía por tipo de fuente energética año 2013

Energía generada por tipo de fuente energética [GWh]						
Biomasa	Eólica	Hidráulica	Interconexión	Solar	Térmica	Total
296	57	11.038,83	662	4	11.815,08	23.872,4

Tabla 1. 1 Energía generada [GWh] para el año 2013

Y en la Figura 1. 2 se muestra el porcentaje de la potencia efectiva por tipo de generación para el año 2013 y los valores en [MW] se ven en la Tabla 1. 2.

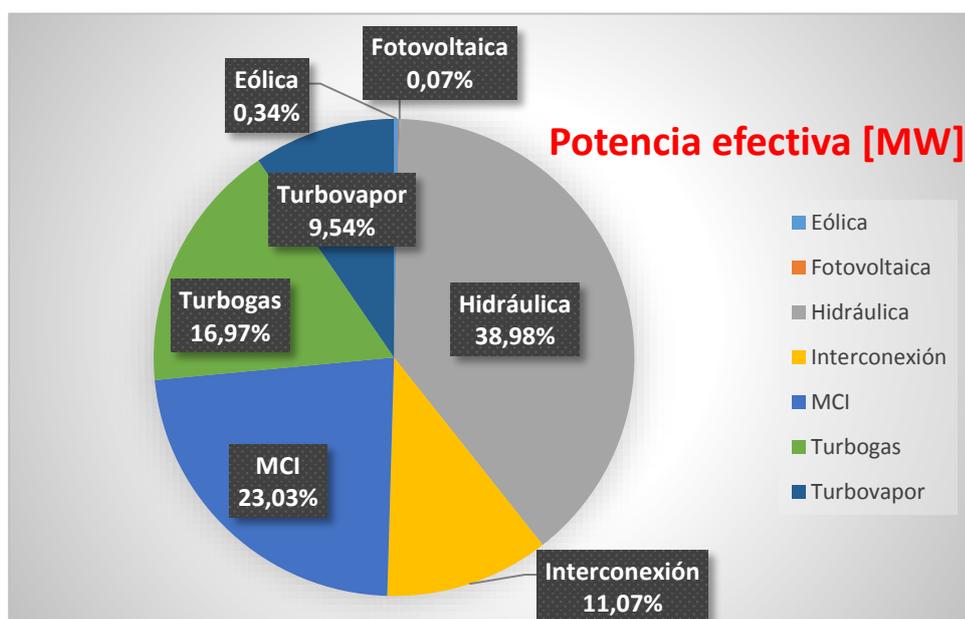


Figura 1. 2 Potencia efectiva por tipo de generación año 2013

Potencia efectiva nacional [MW]							
Eólica	Fotovoltaica	Hidráulica	Interconexión	MCI	Turbogas	Turbovapor	Total
19,56	3,87	2.236,62	635	1.321,82	973,90	547,64	5.738,42

Tabla 1. 2 Potencia efectiva [MW] para el año 2013

A pesar de que el gobierno está invirtiendo en proyectos hidroeléctricos que van a empezar a funcionar a partir del 2016, y está incentivando el uso de las cocinas de inducción para reducir el consumo del gas; es necesario comenzar a producir más ERNC que es una energía limpia que no afecta al medio ambiente.

En el 2014, las centrales térmicas, consumen aproximadamente 610.867 galones de combustible para proveer de energía al país, lo que causa 3.75 millones de toneladas de emisiones de CO₂ [2].

Actualmente no existen proyectos fotovoltaicos para centros comerciales, pero existen proyectos realizados de ERNC menores a 1 MW en los que constan Biogás, Fotovoltaico y Eólicos con un total de 77,48 MW y proyectos de ERNC mayores a 1 MW un total de 297,7 MW aprobados entre el 2011 y 2012 mediante la regulación 004/11 del Conelec y a los que se les paga \$0.40 centavos por Kw-h generado [3 y 9].

1.2. Justificación

Ecuador últimamente ha tenido un gran auge en el sector eléctrico, ya que con el cambio de la matriz energética se han implementado un sin número de proyectos, con los cuales se pueda solventar de mejor forma nuestro sistema eléctrico.

Con la nueva Matriz Energética, se promueve la implementación de centrales no convencionales con el fin de hacer un mejor uso de nuestros recursos renovables. Entre estas centrales se encuentran las fotovoltaicas, Estos sistemas tienen la finalidad de ser adaptables a cualquier tipo de consumidores sea residencial, comercial, industrial e otros. La tecnología fotovoltaica

requiere de un sitio libre de sombras para que opere a una eficiencia adecuada [4].

Además pueden amortiguar el enorme crecimiento de la demanda en diferentes consumidores como los centros comerciales. Los sistemas fotovoltaicos se los utiliza con mayor frecuencia, ya que su es una fuente de energía limpia que proviene del sol y su vida útil es de 25 años [5]. Hay que tener en cuenta que la implementación de estas centrales trae consigo una enorme inversión, por lo que se debe justificar con un análisis de rentabilidad.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos Generales

Realizar el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red, para autoconsumo de un centro comercial ubicado en la provincia del Guayas.

1.3.2. Objetivos Específicos

- ✓ Conocer la situación de la energía solar fotovoltaica en el Ecuador teniendo en cuenta las normativas y costos.
- ✓ Determinar el número de paneles fotovoltaicos necesarios para abastecer una parte de la demanda de un centro comercial.

- ✓ Realizar un análisis de viabilidad técnica en la instalación de paneles fotovoltaicos conectados a la red para un centro comercial.
- ✓ Determinar el presupuesto necesario para la implementación de la instalación fotovoltaica.
- ✓ Analizar si es factible vender la energía producida a la red o para autoconsumo.

1.4. Metodología

En el desarrollo de este trabajo se explicará el funcionamiento del tipo de sistemas fotovoltaicos conectada a la red, analizando sus ventajas y desventajas. También se analizará la posibilidad de ver si resulta más conveniente, vender energía en media tensión o auto consumirla; esto dependerá de las normativas vigentes sobre el pago por producir energía solar fotovoltaica.

Se buscarán datos de consumo de energía eléctrica para un centro comercial en la provincia del Guayas para que el trabajo sea más real.

Luego se hacen los cálculos para el dimensionamiento de los paneles del centro comercial de forma manual y para conocer el nivel de irradiación solar para la zona, se obtiene de páginas web especializadas que han formado una base de datos a base de pruebas por varios años.

Finalmente se hace una cotización de los equipos que se van a necesitar para la instalación, para determinar qué tan rentable resulta y en qué tiempo se va a recuperar la inversión.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Radiación Solar

2.1.1. Espectro luminoso

La luz puede provenir de diferentes formas, sea a través del Sol o por medio de un foco incandescente o fluorescente, y cualquier medio está conformado por una agrupación de radiaciones tipo electromagnéticas de elevadas frecuencias aglomeradas en un cierto rango conocido como espectro luminoso. La Magnitud de la radiación se ve influenciada por la frecuencia a medida que esta varía [11].

Los fabricantes de focos luminosos tratan en lo posible tonificar su luz para que tenga similitud a la que el sol entrega a la tierra. El color de la luz se debe a la composición del espectro, la frecuencia y magnitud de la radiación que le

llega a la tierra se ve contrarrestada por la atmosfera debido a la absorción, reflexión y la dispersión que se presenta en la misma [11].

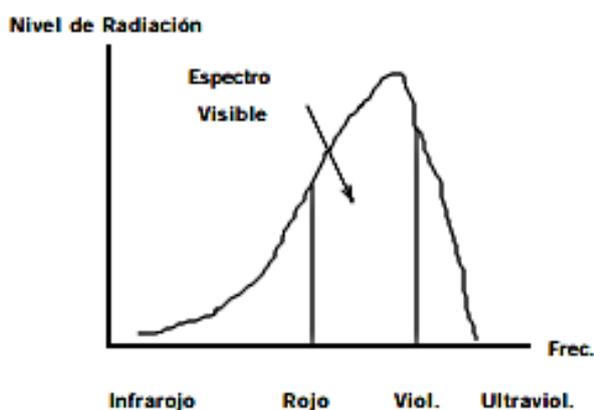


Figura 2. 1 Espectro luminoso de la luz solar [11]

2.1.2. Masa de aire

La masa de aire se la determina en base a la posición relativa del sol situada respecto a la horizontal. El sol alcanza su zenit cuando su radiación llega a una superficie formando 90 grados respecto a la horizontal, aquí el sol atraviesa la atmosfera con más rapidez. La masa de aire es mayor cuando el sol se encuentra muy cerca al horizonte como se muestra a continuación en la Figura 2. 2 [11].

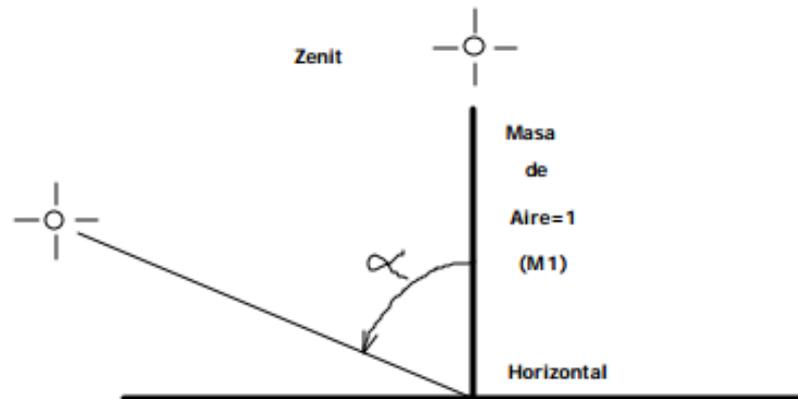


Figura 2. 2 Masa de aire [11]

La masa de aire es 1 (M1) en la posición de zenit, en otros tipos de distancias la masa de aire se calcula a través de esta expresión:

$$\mathbf{Masa\ de\ Aire} = \frac{1}{\mathbf{Cos}(\alpha)} \quad (2.1)$$

α : Ángulo formado entre la posición de zenit y la posición actual del sol.

2.1.3. Variación del espectro luminoso

A medida que la distancia incrementa debido a una absorción, reflexión y dispersión de la luz solar, el espectro luminoso se ve afectado en su magnitud y frecuencia. Para medir la potencia de salida en un panel fotovoltaico, se usa un espectro luminoso con una masa de 1,5 (M1, 5) y su magnitud se aproxima a $1KW/m^2$ [11].

2.1.4. Insolación

Una superficie de 1 m^2 con cierto ángulo de inclinación entre la superficie colectora y horizontal del sitio, que reciba una gran cantidad de radiación solar sea directa o reflejada se lo conoce como insolación. Por lo general se toma un valor medio de la insolación presente en una locación, para la obtención del mismo se toma como referencias datos tomados por 10 años [11].

Las mediciones diarias se la realizan usando colectores fijos a diferentes ángulos o también usando colectores móviles que se encargan de seguir la trayectoria del sol [11].

Unidades de medidas

Existen diferentes formas de expresar el valor de Insolación de un sitio tales como: $1\text{KWh}/\text{m}^2$, $1\text{mWh}/\text{cm}^2$, estas unidades son útiles en los sistemas fotovoltaicos, a diferencia de $1\text{Cal}/\text{m}^2$ o $1\text{Btu}/\text{f}^2$. La conversión de unidades se la pueda realizar recordando que

$$1\text{KWh}/\text{m}^2 = 860 \text{ Cal}/\text{m}^2 = 317.02 \text{ Btu}/\text{f}^2 \quad (2.2)$$

2.1.5. Variación de la insolación

Solo dependemos de las condiciones atmosféricas y de la ubicación del sol en base al horizonte, si la superficie colectora mantiene fija el ángulo de

inclinación, es decir si se presenta mucha absorción, reflexión y dispersión debido a la agrupación de nubes la radiación solar estará reducida. En caso que haya carencia de nubes la radiación solar será mucho mayor, esto se observa en zonas desérticas [11].

2.1.6. Día solar promedio

La irradiación se ve afectada por la masa de aire, ya que cambia constantemente desde que amanece hasta que anochece. La energía eléctrica generada a diario por el panel fotovoltaico se la calcula usando el número de horas entre el amanecer y anochecer, ya que es ahí cuando el sol irradia una potencia luminosa de 1 SOL ($1KWh/m^2$). Un día solar promedio es la cantidad de horas de luz diaria que requiere el panel fotovoltaico para generar la potencia máxima de salida especificada por el fabricante [11].

La superficie colectora forma un ángulo de inclinación con la horizontal, a diferencia con las estaciones que hacen que la altura solar cambie cuando alcanza el zenit. Esta altura solar varía en base a la latitud del lugar e permite que los rayos solares puedan estar casi perpendicular a la superficie colectora [11].

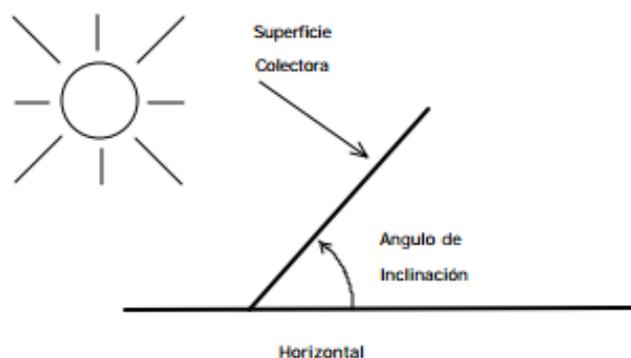


Figura 2. 3 Ángulo de inclinación [11]

Cuando la altura solar es menor con respecto a la zenit, el ángulo tiende a incrementar. En estas mismas locaciones la duración del día solar promedio para una estación, varía en función al ángulo de inclinación [11].

2.1.7. Radiación Solar en el Ecuador

Según estudios realizados por la Corporación para la Investigación Energética (CIE), indican que Ecuador es un país privilegiado, gracias a su ubicación geográfica. El ángulo de incidencia de la Radiación Solar, es por lo general perpendicular al llegar a las superficies durante todo el año, a diferencia de otros países que no presentan este beneficio, debido a que varía según el clima [18].

2.2. El efecto fotovoltaico

El efecto fotoeléctrico es el desprendimiento de electrones de ciertos materiales por la acción de luz u otra radiación electromagnética. Los diferentes efectos fotoeléctricos son tres [32]:

- *Fotoemisivo o fotoexterno*: provoca en el material un arranque de electrones con liberación de los mismos. En una célula fotoeléctrica operada por este principio, los electrones emitidos se recolectan por un electrodo positivo. Bajo la influencia de un voltaje aplicado se crea una corriente eléctrica linealmente proporcional a la intensidad de luz incidida [32].

- *Fotoconductorivo o fotointerno*: modifica la conductividad eléctrica del material. El incremento en la conductividad eléctrica es proporcional a la intensidad de luz recibida y causa un incremento en la corriente de un circuito externo. El efecto fotoconductorivo no genera energía pero se puede emplear en elementos sensores de luz (alumbrado público, automóvil...) [32].

- *Fotovoltaico*: crea una fuerza electromotriz en el material (la presencia de luz hace que se genere una fuerza electromotriz a través del límite de dos sustancias). En las células solares fotovoltaicas, esa fuerza electromotriz que aparece genera un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Tiene la ventaja sobre los demás procesos de no requerir tensión

auxiliar, por eso es utilizado para la conversión directa de energía solar en energía eléctrica [32].

2.2.1. La célula solar fotovoltaica

Los materiales utilizados en la fabricación de las células fotovoltaicas son los semiconductores. La principal propiedad de este tipo de materiales es que la energía necesaria para separar a ciertos electrones de su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Se les llama semiconductores debido a su comportamiento eléctrico [32].

El silicio

El semiconductor más utilizado para la construcción de células solares fotovoltaicas es el silicio, y en función de la ordenación de los átomos en la célula puede presentarse como silicio amorfo, policristalino o monocristalino. Además existen otros materiales semiconductores que también se utilizan en la fabricación de células solares, como el germanio, el arseniuro de galio o el telurio de cadmio, por ejemplo [32].

El silicio es el segundo material más abundante en la tierra después del oxígeno. En su estado natural puede existir en cuatro formas (cristobalita, tridimita, cuarzo y lechatelierita). La sílice (Si O_2), o dióxido de silicio, es un mineral cristalino, blanco o transparente, que es insoluble en agua [32].

Se utiliza mucho en la industria electrónica de componentes como base de todos los transistores, circuitos integrados, diodos, y otros componentes electrónicos. Por ello, la tecnología del silicio está bien asentada [32].

La unión p-n

Un cristal semiconductor de silicio puro se denomina semiconductor intrínseco. En la práctica los semiconductores se utilizan con impurezas añadidas voluntariamente, denominándose entonces semiconductores extrínsecos [32].

La impurificación viene al incorporar a la estructura cristalográfica de un semiconductor intrínseco átomos de un elemento diferente, que tenga mayor o menor número de electrones de valencia que el material base. Como el silicio tiene cuatro electrones de valencia, para impurificarlo, "doparlo" en el argot fotovoltaico, se utilizan elementos que tengan tres o cinco electrones de valencia [32]:

- *Impurezas pentavalentes (donadoras)*. Son las constituidas por átomos que tienen cinco electrones de valencia. Entre ellos se encuentran el fósforo, el antimonio y el arsénico. Un semiconductor dopado de esta manera se dice que es de tipo n.

- *Impurezas trivalentes (aceptores)*. Son las de los materiales con átomos de tres electrones de valencia. Entre ellos se encuentran el boro, el galio y el indio. Un semiconductor dopado con impurezas trivalentes se dice que es de tipo p.

La creación de zonas con distintos tipos de dopado en un mismo cristal da lugar a lo que se conoce como uniones p-n. Entre ambas zonas se establece un campo eléctrico que evita el movimiento de electrones de una zona a otra.

El sol, al incidir sobre la célula fotovoltaica transfiere a los electrones de la zona n la suficiente energía como para saltar ese campo eléctrico y llegar a la zona p. Ese electrón sólo podrá volver a su zona por el circuito exterior al que se conecta la célula generando una corriente eléctrica [32].

Los contactos eléctricos que se hacen en ambas caras de la célula solar cumplen la función de recoger esa corriente eléctrica. La cara que no recibe luz solar se recubre totalmente, mientras que la cara expuesta al sol sólo se cubre parcialmente mediante una rejilla metálica. Esto permite recoger de forma eficiente los electrones generados en el interior de la célula, además de permitir que los rayos solares alcancen un porcentaje alto del área del material semiconductor [32].

Se obtiene así una especie de pila que sólo funciona cuando recibe luz solar. Esa “pila”, cuando incide sobre ella la luz solar, ofrece una diferencia de tensión de 0,5 V si es de silicio [32].

2.2.2. El modulo solar fotovoltaico

Una célula solar proporciona muy poca energía, y a muy baja tensión. Además, una sola célula es frágil y muy difícil de comercializar. El fabricante, las agrupa para procurar que trabajen como una sola, busca suministrar niveles de tensión y potencia adecuados a cada aplicación, y las protege de los agentes climatológicos adversos. Es lo que se llama panel o módulo solar fotovoltaico [32].

El panel se asocian eléctricamente un determinado número de células solares y se protege todo el compacto sellándolo al vacío.

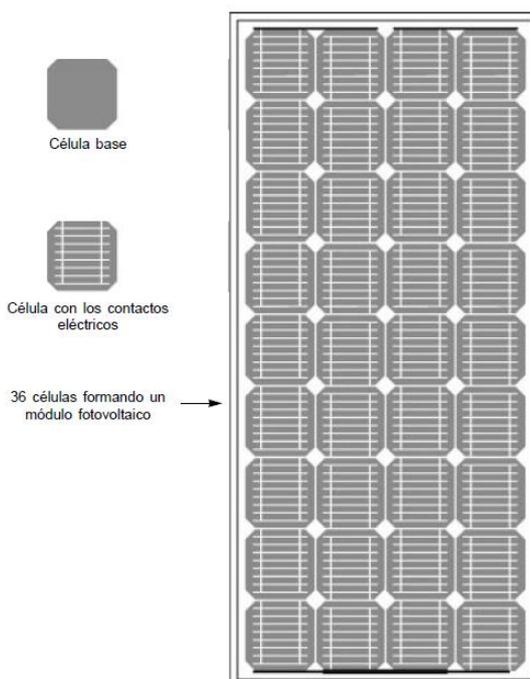


Figura 2. 4 Esquema ilustrativo de la composición de un panel [32]

Normalmente, un módulo fotovoltaico está constituido por células conectadas en serie, aunque también se comercializan otras combinaciones. Hay módulos constituidos por 154 células, otros utilizan 72. Lo más usual es que se encuentren compuestos por 30 a 36 células [32].

Las tensiones de trabajo lógicamente dependen del número de células del panel. Tensiones típicas son 6, 12 y 24 voltios.

Actualmente, los módulos más utilizados tienen 36 células de silicio cristalino (monocristalino o policristalino), con una tensión teórica de trabajo de 12 V en

condiciones normales de operación. Es una tensión de trabajo muy frecuente en corriente continua y coincide con la tensión de trabajo de los acumuladores [32].

Lo habitual es que los módulos fotovoltaicos presenten formas cuadradas o rectangulares (con áreas entre 0,1 y 2,3 m²). La potencia de los módulos se mide en vatios pico, y se representa por Wp [32].

El mercado actual ofrece potencias entre 0,5 y 280 Wp, aunque lo habitual es que la potencia del panel oscile entre 50 Wp y 165 Wp, según la gama de potencias que comercialice el fabricante. Cuando es necesario una potencia mayor se recurre a la asociación eléctrica de varios módulos. Se puede encontrar una instalación fotovoltaica de 3,5 Wp de potencia para una señalización de carretera, una de 5.000 Wp destinada a electrificar una vivienda alejada de la línea eléctrica, y hasta una de 1 MWp conectada a la red eléctrica general [32].

El peso de los módulos no suele representar ningún problema en la mayoría de los casos. El peso medio suele ser de 14 kg/m², aunque depende de modelos, marcas, y aplicaciones. Además habrá que sumarle el peso de la estructura soporte del panel [32].

Se pueden encontrar multitud de mini módulos integrados en el equipo de consumo, como calculadoras, linternas, radios, parquímetros y otros equipos, ya que muchas de las células que se fabrican se destinan a las aplicaciones de pequeño consumo.

La variedad de aspecto, tamaño y forma es bastante grande y se prevé que aún sea mayor. Existen robustos módulos fotovoltaicos que se colocan en la cubierta de los barcos y pueden pisarse con toda tranquilidad. Algunos paneles fotovoltaicos incluso permiten adoptar curvas [32].

Influencia de la temperatura

Al colocar el panel al sol se produce electricidad, pero también se provoca el calentamiento de las células. La temperatura de trabajo de las células puede ser de 20° a 25 °C superior a la temperatura ambiente. Y, al igual que ocurre en muchos dispositivos eléctricos y/o electrónicos, el exceso de temperatura resta eficacia. Esa pérdida de eficacia se puede cifrar en un 0,5% menos de potencia por cada grado de temperatura por encima de 25 °C [32].

El punto caliente

En lo que se refiere al problema del punto caliente, lo mejor es poner un ejemplo. Sea un módulo de 36 células asociadas en serie, de las cuales 35 producen igual y la restante produce muy por debajo de las demás. Si dentro

del módulo una célula se encuentra sombreada y las otras no, o tiene un defecto de fabricación, se ve obligada a comportarse como una carga. En vez de producir energía, la consume, y comienza a disipar la energía generada por las demás. La célula sombreada eleva su temperatura. Y este problema puede llegar a dañar de forma irreversible el encapsulante [32].

Para resolver este inconveniente, se colocan diodos de protección dentro de la caja de conexiones del módulo. Estos diodos van conectados en paralelo con grupos de células asociadas en serie. Si el módulo trabaja correctamente no influyen en el funcionamiento, pero cuando algunas células se polarizan inversamente, el diodo proporciona un camino de paso a la corriente y limita la potencia a disipar por célula. También existen algunas ocasiones en las que requiere la presencia de diodos de bloqueo, conectados en serie con cada elemento de las asociaciones en paralelo. Este diodo de bloqueo es frecuente en generadores de gran tamaño [32].

Además, para evitar las descompensaciones que se producen dentro del módulo, si unas células trabajan más que otras, se procede a una meticulosa selección. Elegidas dentro de un rango muy estrecho en cuanto a parámetros eléctricos, son agrupadas para formar un módulo o panel. Debido a los controles a los que se someten a las células antes de ensamblarlas dentro de

un módulo y a los módulos posteriormente, un error de fábrica debido a descompensaciones internas es difícil que ocurra [32].

El problema de punto caliente puede deberse a que el montaje de módulos solares se haya realizado en los meses del verano, sin tener en cuenta las posibles sombras arrojadas sobre las células por cualquier obstáculo en otras épocas del año, o también que el módulo tenga una zona mucho más sucia que otra y que por ello algunas células reciban mucho menos radiación que otras. Ambos casos habrán de ser tenidos en cuenta para poder evitar dicho problema [32].

2.3. Sistemas Fotovoltaicos de conexión a red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) son sistemas fotovoltaicos cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada a la red eléctrica convencional [6]. Estos sistemas están compuestos por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre ésta y el sistema fotovoltaico. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario, y para ello tendría un medidor bidireccional como se muestra en la Figura 2. 5 [7].

La diferencia fundamental entre un sistema fotovoltaico autónomo y los conectados a red, consiste en la ausencia, en este último caso, del subsistema de acumulación, formado por la batería y la regulación de carga. Además, el inversor, en los sistemas conectados a red, deberá estar en fase con la con la tensión de la red [7].

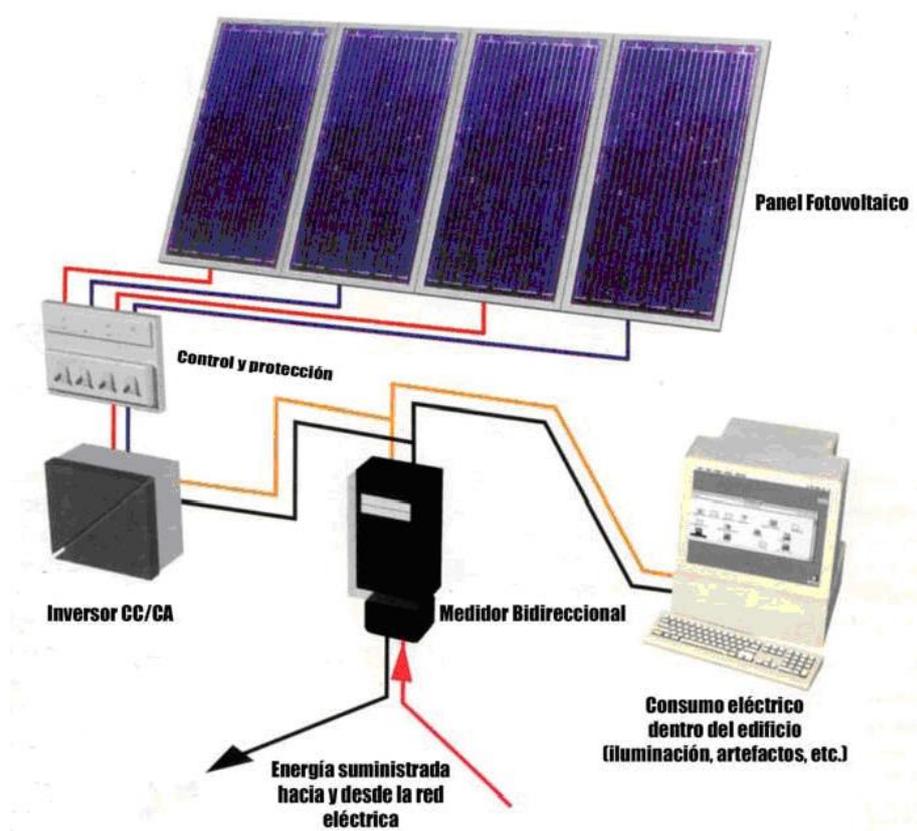


Figura 2. 5 Esquema de un SFCR [8]

2.4. Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red

Dentro de los componentes que tiene un sistema solar fotovoltaico conectado a la red tenemos lo siguiente:

2.4.1. Paneles solares fotovoltaicos

Un panel solar o modulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6V, 12V, 24V...) [10].

Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- Silicio cristalino (mono cristalino y poli cristalino)
- Silicio amorfo

En la Tabla 2. 1 se observa las diferencias en el rendimiento entre paneles

Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo
Monocristalino	24%	15-18%
Policristalino	19-20%	12-14%
Amorfo	16%	<10%

Tabla 2. 1 Rendimiento de paneles [10]

Características eléctricas

La fabricación, comportamiento y características eléctricas y mecánicas del módulo fotovoltaico, vienen determinadas en la hoja de características del

producto que proporciona el fabricante. Al igual que en la célula solar son importantes los siguientes parámetros [10]:

Potencia máxima (P_{mpp}): Es un valor pico, es decir, es la máxima potencia que puede entregar el panel en un determinado momento. El panel funcionará correctamente en la instalación en la que va a ser colocado si este valor es superior al del consumo máximo (en vatios) para el que se ha diseñado el sistema fotovoltaico.

Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): Es el valor en voltios de la tensión que proporcionará el panel cuando esté trabajando en el valor de potencia P_{mpp}.

Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): Es el valor de la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.

Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Intensidad que circula por el panel cuando la salida está cortocircuitada.

Tensión en circuito abierto (V_{oc}): Tensión en los terminales de conexión cuando no hay ninguna carga conectada en el panel.

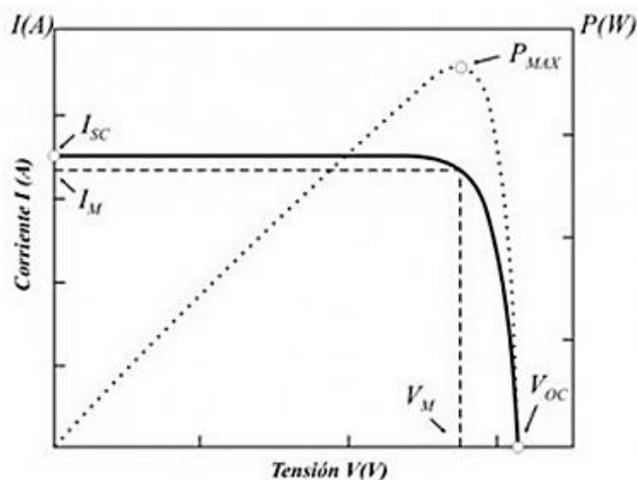


Figura 2. 6 Curva característica de un módulo fotovoltaico [10]

Dichos parámetros se obtienen en unas condiciones estándar de medida de uso universal según la norma IEC 61215. Establecidas como sigue y que el fabricante debe especificar:

Irradiancia	1000 W/m ² (1 KW/m ²)
Distribución espectral	AM 1.5
Incidencia	Normal
Temperatura de la célula	25°C

Tabla 2. 2 Condiciones STC de medida de características de módulos fotovoltaicos [10]

Otro parámetro que debería ser suministrado es la TONC o Temperatura de Operación Nominal de la Célula. Dicho parámetro se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

Irradiancia	800 W/m ²
Distribución espectral	AM 1.5
Incidencia	Normal
Temperatura de la célula	20°C
Velocidad del viento	1 m/s

Tabla 2. 3 Condiciones TONC de medida de características de módulos fotovoltaicos [10]

2.4.2. Inversor

El inversor es el equipo electrónico que permite suministrar la potencia generada a la red comercial. Su función principal es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, con las características establecidas por la red [12].

Las partes fundamentales en un inversor son:

Control principal: Incluye todos los elementos de control general, los sistemas de generación de onda basados en sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM) y parte del sistema de protecciones.

Etapas de potencia: Esta etapa puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Se opta por la tecnología en baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta fiabilidad y bajo coste. Además, debe

incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.

Control de red: Es la interface entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.

Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT): Es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.

Protecciones: De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.

Monitorización de datos: Los inversores dispondrán de microprocesadores que les facilite una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales

(tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.) e internos (p.e. temperaturas de trabajo) [12].

Debido al elevado coste de las instalaciones solares fotovoltaicas, durante la explotación los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que debe procurarse trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos a la entrada del inversor varía, el rendimiento disminuye [12].

Los principales parámetros habituales a tener en cuenta en un inversor son:

Tensión nominal (V): Tensión que debe aplicarse en bornes de entrada del inversor.

Potencia nominal (VA): Potencia que suministra el inversor de forma continuada.

Potencia activa (W): Potencia real que suministra el inversor teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente.

Capacidad de sobrecarga: Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.

Factor de potencia: Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.

Eficiencia o rendimiento: Relación entre las potencias de salida y entrada del inversor.

Autoconsumo: Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.

Armónicos: Un armónico ideal es una frecuencia de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Tener en cuenta que, sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.

Distorsión armónica: La distorsión armónica total o THD es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor.

Rizado de corriente: Pequeña variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al rectificarse o invertir una señal de CC a CA [12].

Según las configuraciones del sistema, los inversores de conexión a red pueden clasificarse como:

Inversores centrales: la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor, generalmente trifásico y de alta potencia.

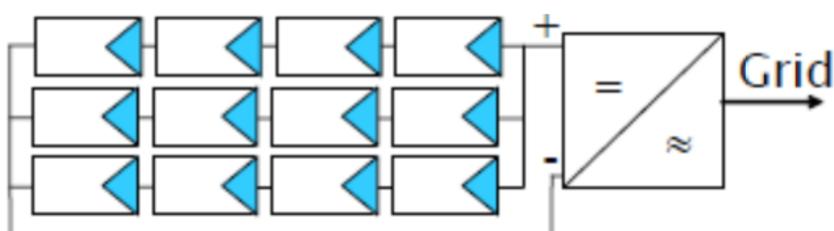


Figura 2. 7 Esquema de un inversor central [12]

Inversores modulares: También denominados “Inversores para cadenas de paneles FV”, tienen potencias que oscilan entre 1 y 5kW, y, generalmente, son monofásicos.

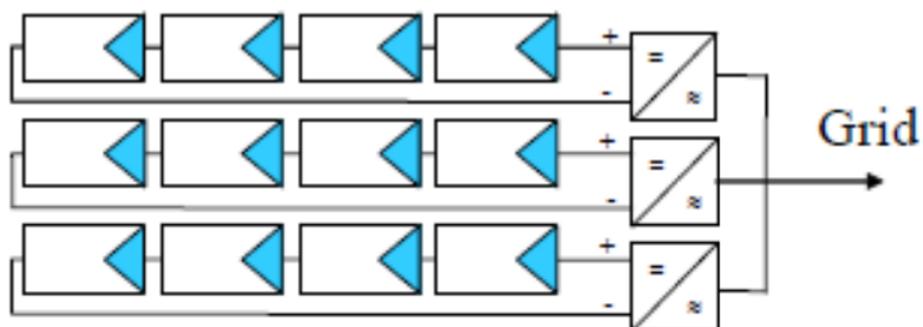


Figura 2. 8 Esquema de un inversor modular [12]

Inversores integrados en módulos fotovoltaicos o módulos AC: el inversor está integrado en la caja de conexiones o puede adherirse a un módulo FV.

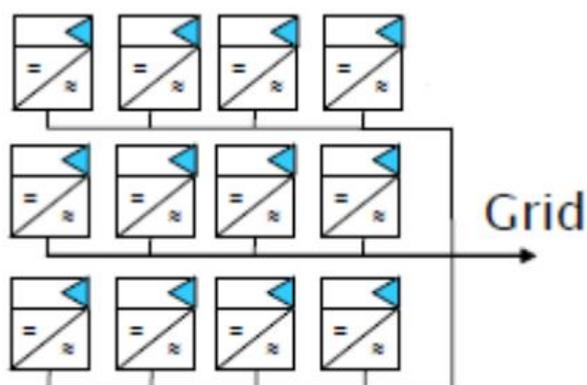


Figura 2. 9 Esquema de inversores integrados en módulos FV [12]

2.4.3. Medidor Bidireccional

Este tipo de medidor, no existe en el país, por lo que tendría que traerlo desde el exterior a fin de implementarlo para nuestra instalación conectada a la red.

Además de poder medir el consumo de energía eléctrica que ofrece la empresa girando en el sentido normal puede girar de manera contraria, haciendo posible que la empresa de servicio eléctrico que vende la energía reste a nuestro recibo la energía que estamos generando y sume a nuestro favor la energía de exceso, lo que evitaría la instalación de un almacén de electricidad [13].

Un medidor bidireccional funciona de la siguiente forma: durante el día producimos energía eléctrica con nuestros paneles solares fotovoltaicos, el medidor se encarga de calcular esta energía y restarla al consumo del servicio de luz. Cuando la energía resulta en excedente podemos utilizarla por la noche o en caso contrario de haber utilizado más energía de la producida, puedes volverte a conectar al servicio de la empresa de servicio eléctrico. Y en el mejor de los casos, al fin de mes haber producido un excedente de energía que podrás utilizar en los próximos 12 meses [13].

Un medidor bidireccional es la mejor opción para las personas que quieren comenzar a utilizar la energía fotovoltaica como fuente de electricidad, pues es la manera más práctica de conocer el ahorro económico de la energía solar y obtener una bonificación tangente del provecho que se le está dando a los paneles. Aunque la empresa eléctrica no proporciona el medidor bidireccional, estos pueden conseguirse con diferentes distribuidores de otros países [13].



Figura 2. 10 Medidor bidireccional [13]

2.4.4. Estructuras de soporte

Son uno de los elementos auxiliares importantes del generador fotovoltaico. Han de proporcionar una buena resistencia a los agentes atmosféricos y disponer de una orientación e inclinación adecuadas para proporcionar el máximo de energía posible a lo largo de todo el año. Los materiales de que están contruidos han de ser resistentes a la corrosión, empleándose comúnmente aluminio anodizado y acero galvanizado en caliente. Los módulos FV se fijan sobre ellas con tornillos de aluminio anodizado o acero inoxidable para evitar pares galvánicos y corrosiones. Además, debe garantizarse un buen aislamiento eléctrico [14].

La colocación de los paneles fotovoltaicos depende del número de módulos, el espacio disponible, la posible integración en elementos ya construidos, etc., pero podemos comentar de forma general las siguientes posibilidades (Figura 2. 11) [14].

-Suelo: Es la forma más usual y presenta las ventajas de accesibilidad, facilidad de montaje y área opuesta al viento, aunque es susceptible de quedar enterrada o ser objeto de rotura por animales o personas.

-Poste: Usual en instalaciones de pequeña dimensión, como farolas o equipos de comunicaciones.

-Pared: Presenta la ventaja de que no requiere un espacio adicional, sin embargo puede presentar los inconvenientes de no tener una orientación adecuada o estar sometida a sombras parciales.

-Tejado: Es una de las más usuales, ya que no requiere ni espacio ni estructuras adicionales, pero al igual que en el caso anterior puede resultar más difícil encontrar la orientación adecuada y es frecuente la aparición de sombras parciales.

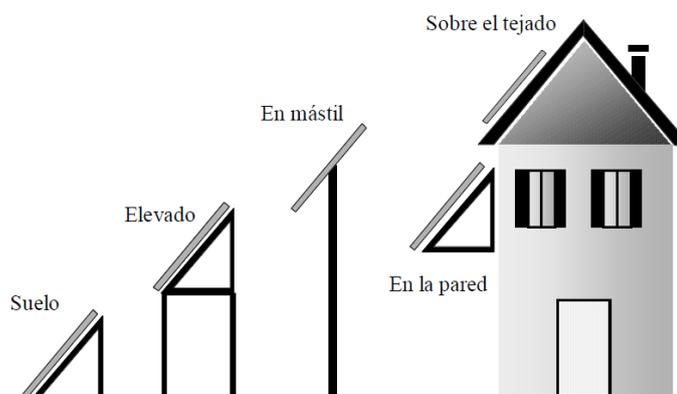


Figura 2. 11 Distintos tipos de colocaciones de los módulos fotovoltaicos [14]

Para instalaciones de mayor tamaño, en las que el generador fotovoltaico está constituido por diversos grupos, se requieren instalaciones más robustas cimentadas adecuadamente. Además en estos casos hay que poner especial cuidado en que una hilera de módulos no sombree a la otra inmediatamente posterior, teniendo en cuenta las primeras y últimas horas del día en que la sombra proyectada es más alargada, y las diferentes trayectorias del sol a lo largo del año [14].

Según el documento editado por el IDAE sobre las condiciones técnicas para las instalaciones conectadas a red [15] la distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol entorno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \text{tg}(61^\circ - \text{latitud}) \quad (2.3)$$

La Figura 2. 12 esquematiza lo que correspondería a la altura h y distancia d para distintos tipos de obstáculos o superficies.

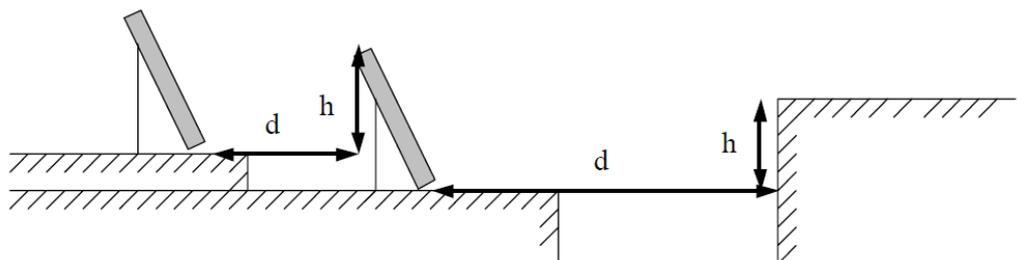


Figura 2. 12 Separación entre filas de módulos (d) o entre módulos y obstáculos de altura h que puedan causar sombras al sistema [15]

2.4.5. Protecciones

A medida que la cantidad de usuarios crezcan, las compañías eléctricas se ven en la necesidad de realizar cambios en sus sistemas eléctricos, sobretodo en que se cumpla la vida útil de estos sistemas [16].

Para ello, estos sistemas deben ser protegidos ante cualquier perturbación que se produzca en el sistema, con el fin de brindar seguridad y confiabilidad tanto al usuario como al sistema eléctrico. Los sistemas fotovoltaicos realizan los mismos cambios, para lograr que el servicio sea correcto. Las fallas que comúnmente ocurren en un sistema fotovoltaico son [16]:

- Por Cortocircuito
- Por Sobrecarga
- Por Aislación

Los Elementos de Protección que se usan en un sistema fotovoltaico, para despejar la falla son el Disyuntor Termo magnético y Fusibles.



Figura 2. 13 Fusibles y Termo magnético [16]

Protección Eléctrica en Corriente Continua

En una instalación eléctrica de cualquier tipo se debe tener una buena toma de tierra, con el fin de drenar el exceso de carga presente en las partes metálicas de un generador o cualquier otro. Llevar presentes las normativas aplicables en dicho sector.

Los polos del generador fotovoltaico no deben tener contacto con la tierra de la instalación, es decir que el generador debe tener una configuración flotante. Además el sistema fotovoltaico debe estar conformado de un dispositivo que

se dedique a la vigilancia del aislamiento de los polos, evitando los contactos con la tierra para prevenir riesgos de cualquier índole en la instalación. Para evitar cualquier sobretensión en el sistema, se usa descargadores de sobretensión o varistores colocados cerca de los terminales positivo, negativo y tierra.

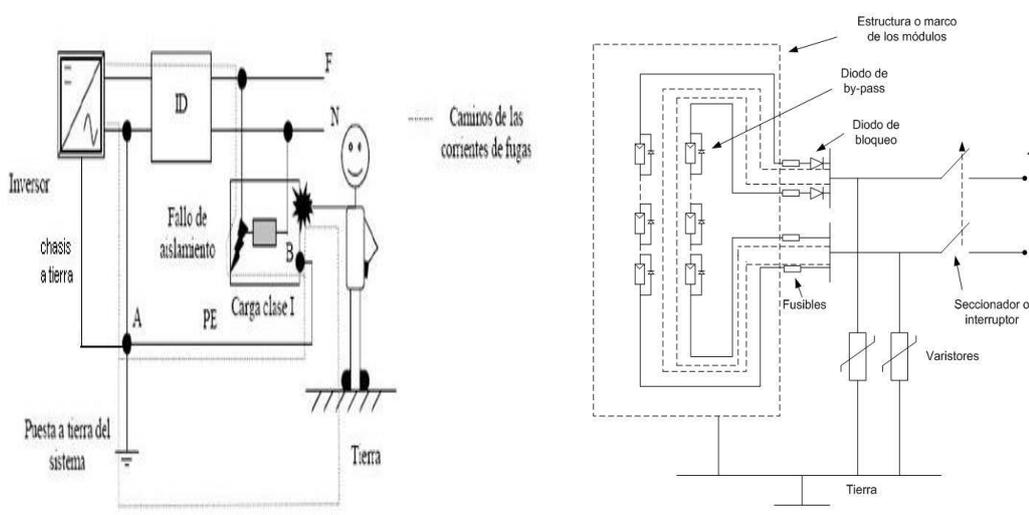


Figura 2. 14 Mala Toma a tierra y Varistores en un SFCR

Protección Eléctrica en Corriente Alterna

En el lado AC del Inversor, se tiene que llevar un control en la tensión y/o frecuencia de la red para evitar cualquier desperfecto en el sistema y así desconectarlo de forma inmediata. Por lo general los rangos de operación son

- Max y Min (1.1 y 0.85) de la tensión nominal
- Max y Min (51 y 49) Hz

Además se debe evitar la operación en modo isla, con el fin de no tener peligros al momento de realizar las labores de operación y mantenimiento de redes locales e daños potenciales al usuario. Los inversores actualmente tienen esta protección podrá estar activa mediante la monitorización de la impedancia de la red eléctrica y pasiva a través de la monitorización de las variaciones de frecuencia y tensión.

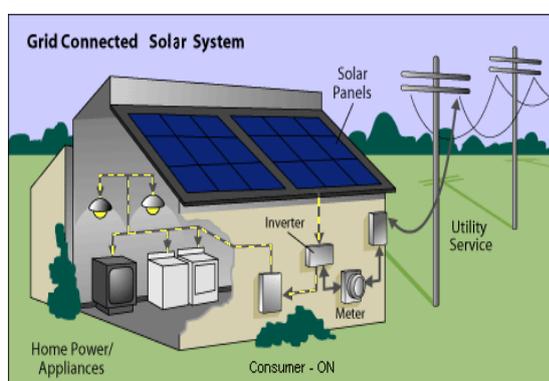


Figura 2. 15 Modo Isla similar a un SFCR Residencial

2.4.6. Cables y Conectores

Los sistemas fotovoltaicos al estar a la intemperie, presencian un sin número de circunstancias tales como la presencia de roedores, cambios de climas, impactos, etc. Por esa razón, el cableado en una instalación fotovoltaica debe tener las características de ser resistente a la intemperie, tener resistencia mecánica, y ser ecológico para contrarrestar lo mencionado. Además se debe tomar en cuenta la caída de tensión que podría ser admisible, y la adecuada colocación de la misma. En toda instalación es común colocar cables de

diferentes colores, en el caso de Corriente Continua el polo positivo es rojo o marrón y el polo negativo es negro, azul o blanco [17].

El tendido del cableado se lo hace a través de bandejas, usando canalizaciones o de forma subterránea. Los cables que se colocan a la intemperie por lo general se los protege contra roedores [17].



Figura 2. 16 Características del Cable y su colocación [17]

Los conectores en una instalación son de gran importancia ya que permiten tener un mejor contacto usando una crimpadora para la conexión, además se los selecciona en base a las características que presentan los conductores [17].

Por lo general, los fabricantes suelen recomendar ciertos conectores de acuerdo a la necesidad, además dan las especificaciones del conector a usarse [17].

CAPÍTULO 3

DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

3.1. Introducción

Este proyecto consiste en realizar el dimensionamiento una instalación fotovoltaica conectada a la red de media tensión para el autoconsumo de una parte de la demanda total de un centro comercial. Se va a realizar sobre el parqueadero del centro comercial Paseo Shopping Durán, con ayuda de estructuras de soporte. El motivo por el cual seleccionamos el parqueadero es por la mayor área que se obtendría para colocar los paneles y para dar sombra a los autos del establecimiento.

3.2. Ubicación del centro comercial

El centro comercial elegido para el diseño de la instalación fotovoltaica es el Paseo Shopping que se encuentra ubicado en el cantón Durán de la provincia del Guayas, sus coordenadas decimales son: latitud -2.178972, longitud -

79.824694; y sus coordenadas geográficas son: latitud $2^{\circ}10'44.2''$ S y longitud $79^{\circ}49'28.9''$ W; se encuentra a 11 m sobre el nivel del mar [19].



Figura 3. 1 Paseo Shopping Durán

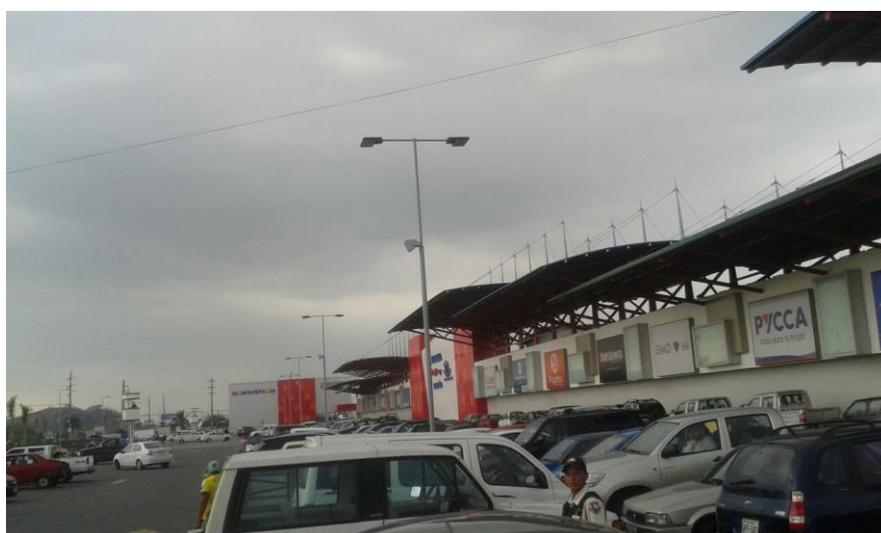


Figura 3. 2 Parqueadero del Paseo Shopping Durán

3.3. Dimensiones del parqueadero

El área del parqueadero sobre la cual se van a instalar los paneles es de 14520 m^2 y las dimensiones se muestran en la Figura 3. 3.



Figura 3. 3 Dimensiones del parqueadero

3.4. Datos de demanda

El centro comercial El Paseo Shopping Durán, presenta una demanda máxima diaria alrededor de 350 kW hasta las 8:00 de la mañana y de ahí aumenta hasta 2500 kW a eso de las 17:00 – 18:00 de la tarde que sería la demanda pico como se muestra en la Figura 3. 4. Es necesario conocer este patrón de consumo para dimensionar correctamente y no tener excedentes en la instalación. Basándonos en la curva de carga diaria definimos que nuestro sistema fotovoltaico tendrá una potencia de 260 kW pico, el motivo por el cual seleccionamos este valor es para abastecer el menor consumo sin producir excedentes, ya que el sol sale de 6:00 a 18:00, en este intervalo funcionará la

instalación produciendo los 260 kW pico y no sobrepasará la demanda mínima del centro comercial que es de 350 kW.

La curva de carga diaria del centro comercial, se la obtuvo en base a la curva de carga mensual donde se aprecia que el mes de mayor demanda es en diciembre y se da el 23 para el año 2014. Las curvas de carga se las hizo mediante el uso de los datos históricos del CNEL. Guayas-Los Ríos [20].

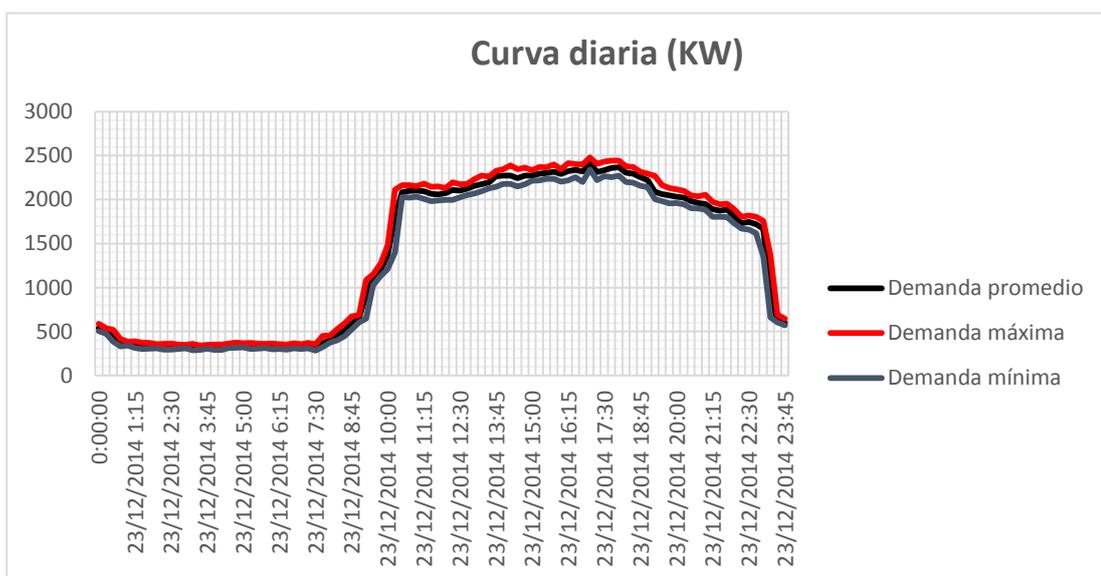


Figura 3. 4 Curva diaria

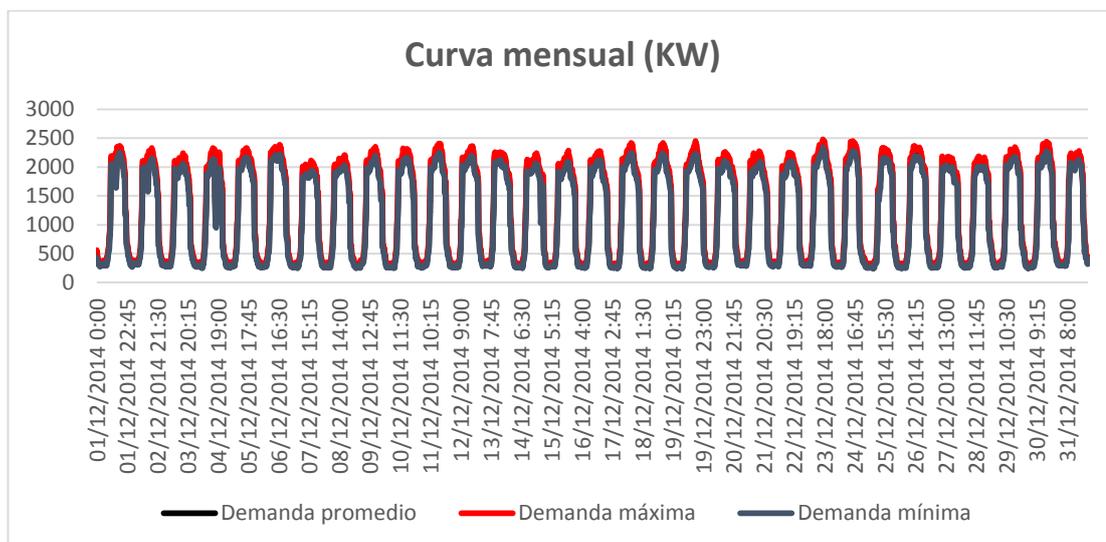


Figura 3. 5 Curva mensual

3.5. Características de los paneles solares fotovoltaicos

Para nuestro análisis usaremos paneles policristalinos, ya que no hay problema por espacio del terreno y debido a esto podemos usar módulos menos eficientes para compensar. Si el terreno hubiera sido una limitante ahí si tendríamos que usar módulos más eficientes para optimizar la producción.

Al momento de seleccionar los paneles tenemos dos marcas: Simax y Yingli Solar que tienen una potencia de 250 W cada uno. En la Tabla 3. 1 se muestran las características más importantes para la selección [21].

Módulo	Simax	Yingli Solar
Potencia STC	250 W	250W
Potencia NOCT	-	182,4 W
NOCT	45 ± 2°C	46 ± 2°C
Coefficiente Pmax	-0.39 %/ °C	-0.42%/ °C
Eficiencia	15.3%	15.3%
Tecnología	Monocristalino	Policristalino

Tabla 3. 1 Características para la selección del panel

De acuerdo a las características de los módulos que se observan en la Tabla 3. 1, si bien el panel Simax tiene mejor NOCT y coeficiente de temperatura, lo descartamos ya que no nos proporciona la potencia en condiciones NOCT. Con esto seleccionamos el panel de la marca Yingli Solar con las características que se muestran en la Tabla 3. 2.

Yingli Solar YL250P-29b	
Células solares	Silicio Policristalina 156x156(mm)
Número de células	60 (6 x 10)
Dimensiones	1650 x 990 x 40 (mm)
Peso	18.5 kg
Eficiencia	15.3%

Tabla 3. 2 Características generales del panel seleccionado [33]

En la Tabla 3. 3 se muestran las características eléctricas del panel para las condiciones STC Y NOCT [33].

Parámetros eléctricos	STC	NOCT
Potencia de salida	250 W	182,4 W
Tensión en Pmax	29,8 V	27,2 V
Intensidad en Pmax	8,39 A	6,71 A
Tensión en circuito abierto	37,6 V	34,7 V
Intensidad en cortocircuito	8,92 A	7,21 A

Tabla 3. 3 Características eléctricas del módulo seleccionado [33]

Coefficientes de temperatura	
TONC	46°C +/- 2
Coefficiente de temperatura para Pmax	-0,42%/°C
Coefficiente de temperatura para Voc	-0,32%/°C
Coefficiente de temperatura para Isc	0,05%/°C
Coefficiente de temperatura para vmpp	-0,42%/°C

Tabla 3. 4 Características térmicas del panel [33]



Figura 3. 6 Panel Yingli Solar

3.6. Características del inversor

Para el análisis utilizaremos un inversor de origen europeo debido a la capacidad que se requiere que es de 260 kW, para ello seleccionamos uno de una capacidad de 250 kW, para mejorar el rendimiento de la instalación es necesario que la potencia nominal de los paneles sea mayor que la potencia nominal del inversor. El inversor seleccionado es PVI-250 marca PowerOne con las siguientes características [22]:

Inversor Power One PVI-250	
Tensión máxima CC	1000V
Rango de tensión MPP del inversor CC	485 - 850 V.
Máxima corriente CC en la entrada	550 A
Tipo de conexión CA a red	Trifásico
Potencia nominal CA en la salida	250 kW
Tensión nominal CA en la salida	320 V
Máxima corriente CA en la salida	450 A
Rendimiento máximo	98,5%
Frecuencia nominal	50/60 Hz

Tabla 3. 5 Parámetros del inversor seleccionado



Figura 3. 7 Inversor marca Power One PVI-250

El inversor se lo va a colocar al lado de la subestación del centro comercial para conectarse a la red como se muestra en la Figura 3. 8

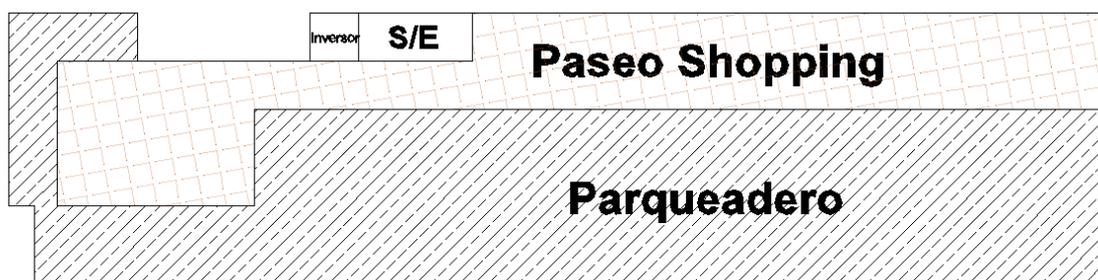


Figura 3. 8 Ubicación del inversor

3.7. Monitorización

Teniendo en cuenta que un sistema fotovoltaico a gran escala necesita la conexión de un gran número de cadenas de paneles en paralelo, la detección de un módulo dañado puede ser muy costoso. Con el sistema supervisor desarrollado por Power Electronics, se mejora la eficiencia y la protección de las series de módulos mediante la monitorización y la protección de hasta 24 canales independientes. Los armarios del supervisor de cadenas de paneles ofrecen[24]:

- Máximo 1000 Vcc y compatible con cualquier módulo FV.
- Tanto los polos positivo y negativo pueden protegerse con fusible.
- Protector de sobre tensión integrado
- Armario de intemperie robusto IP65 con bajo mantenimiento y mínimo desgaste.
- Bajo consumo en estado de espera
- Comunicación RS485 Modbus RTU
- Cableado y conexión flexible

Para este proyecto se va a utilizar el SFS24 Supervisor de cadena de paneles FV el cual es óptimo para su instalación sobre la estructura de los paneles. Tiene la posibilidad de monitorizar desde 8 a 24 canales independientes.



Figura 3. 9 Supervisor de cadenas de paneles FV SFS24 [24]

3.8. Características de las Estructuras de Soporte

El Estacionamiento Solar es una estructura de soporte de Paneles Fotovoltaicos, muy elegante e innovador en el mundo. Este soporte es de gran uso debido a su variedad de aplicación, por lo general en los parqueaderos debido a su excelente diseño y por la sombra que brinda al vehículo como se aprecia en la Figura 3. 10.



Figura 3. 10 Soporte para parqueos

El Estacionamiento Solar está conformado por vigas metálicas de tres tipos G, H, y P sus dimensiones se lo puede apreciar en la Figura 3. 11. El acabado de la estructura abastece hasta 3 vehículos, con referencia a las dimensiones que se muestran. La inclinación máxima que puede tener es 30° [26].



Figura 3. 11 Dimensiones de la estructura

Para mejorar la presentación interna de la estructura se coloca una Lona de Cierre en PVC Micro aireado para que no se visualice el reverso del Panel Fotovoltaico, en caso de que se requiera realizar algún mantenimiento a la estructura dispone de una bisagra que permite aflojar la lona como se puede apreciar en la Figura 3. 12 [26].

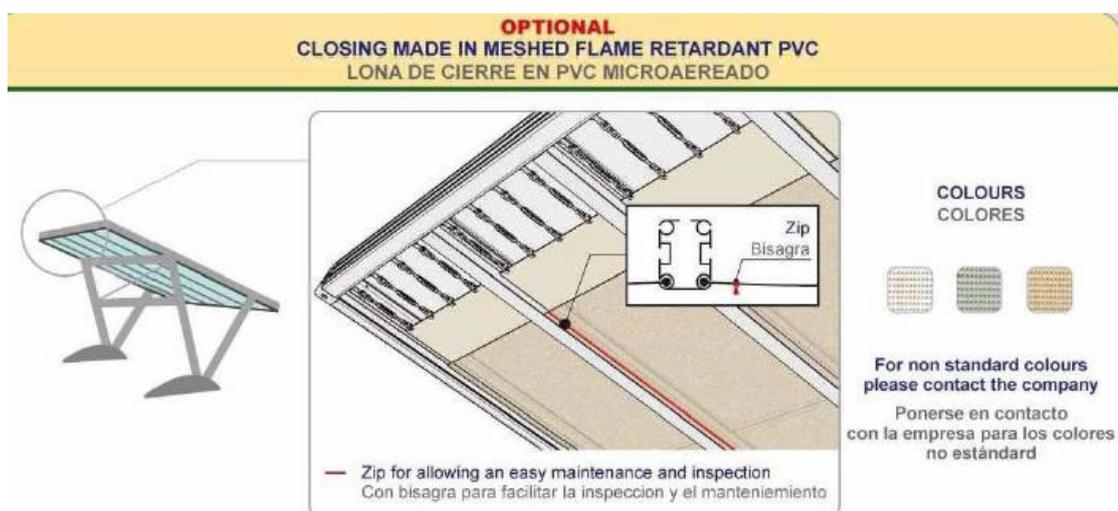


Figura 3. 12 Características de la estructura

El Estacionamiento Solar está conformado por 4 puntos principales como se aprecia en la Figura 3. 13.

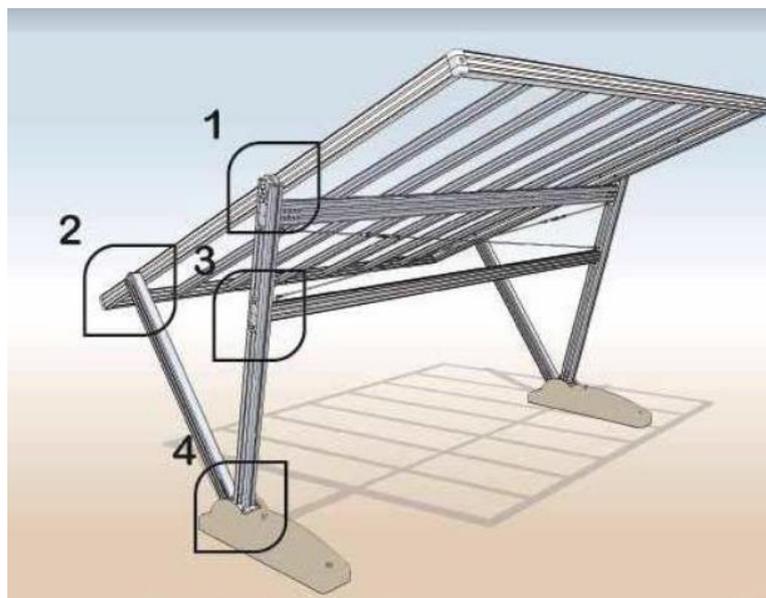


Figura 3. 13 Partes de la estructura

El ensamblaje de la estructura se la realiza como se aprecia en la Figura 3. 14.

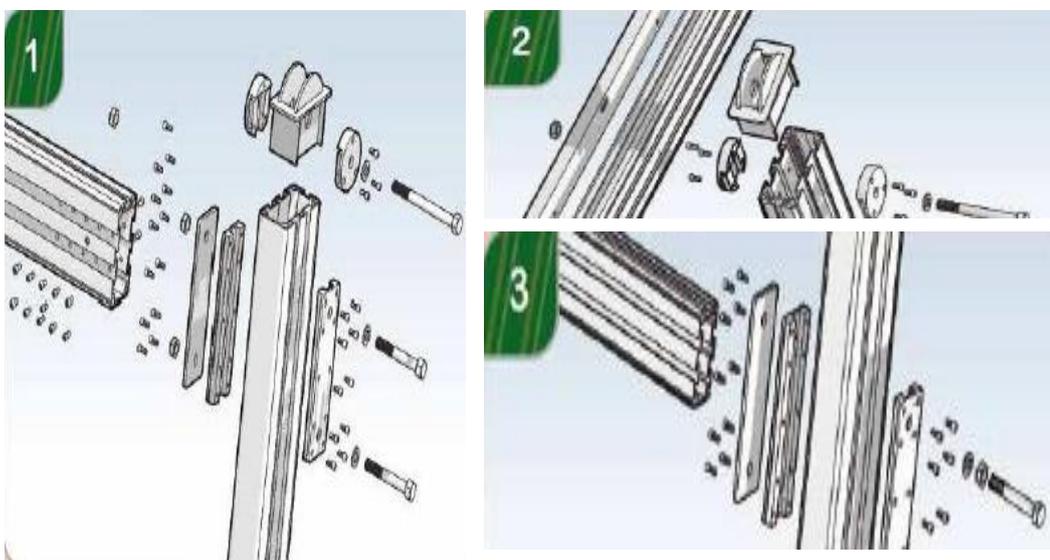


Figura 3. 14 Ensamblaje de la estructura

La base de la estructura puede ser de Hormigón o Metálico como se aprecia en la Figura 3. 15.

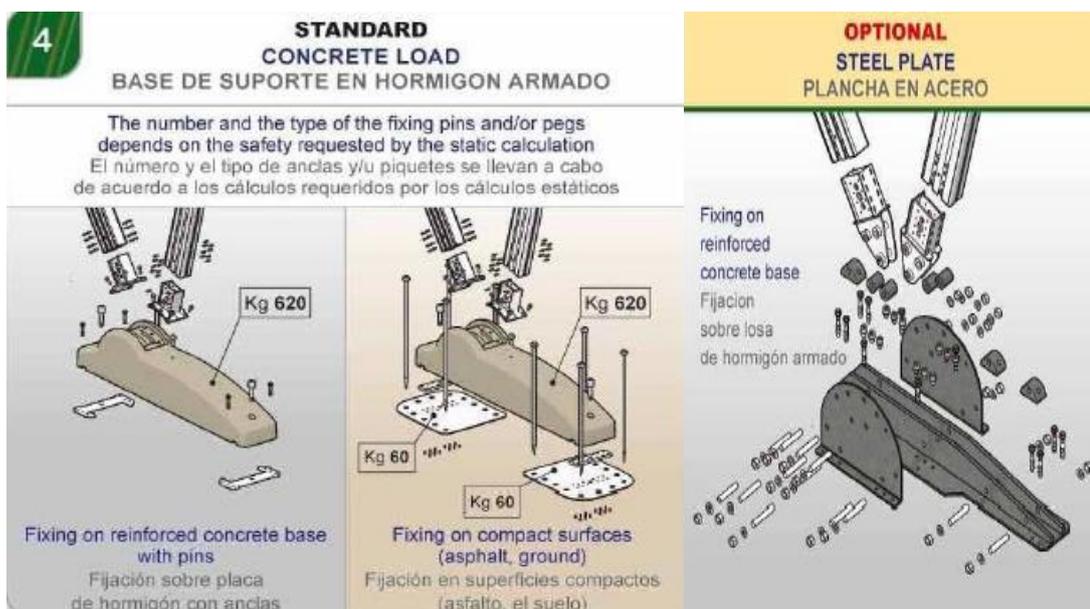


Figura 3. 15 Base de la estructura

Una vez ensamblada la estructura, se debe colocar los Paneles Fotovoltaicos en seis pasos como se aprecia en la Figura 3. 16.



Figura 3. 16 Pasos para la instalación

3.9. Características del transformador

Se encuentra ubicado a la salida del inversor y se escoge uno trifásico que eleve el voltaje de 320 V que es la salida del inversor a 13800 V que es el voltaje de conexión a la red cuya capacidad es de 300 KVA.

3.10. Características de la Malla a Tierra

La malla está compuesta por 41 varillas de cobre, de las cuales 40 se ubicarán en cada cadena de paneles FV y 1 en el inversor. Las varillas están conectadas a través de un cable desnudo de cobre calibre # 2 AWG, y las mismas van estar conectadas con la estructura y la cadena de paneles FV.

Generalmente la conexión a tierra de un módulo FV se lo realiza a través de la polaridad negativa, lo cual no se recomienda porque según un estudio realizado por los fabricantes de Módulos FV de LORENTZ, esto provoca una reducción temporal de potencia. La razón por la que se produce este efecto, se debe a la presencia de pequeña corriente de fuga, provocada por el efecto de polarización superficial en células solares de capa fina y células solares con contacto al dorso. La corriente de fuga se da porque el nivel de voltaje en el marco es inferior a la tensión de las células solares, y esta corriente fluye desde las células hacia al marco por medio del vidrio. Los marcos deben estar en contacto con el suelo, si no es posible realizar esta conexión, al menos se recomienda conectar el marco con la tensión más positiva del sistema [27].

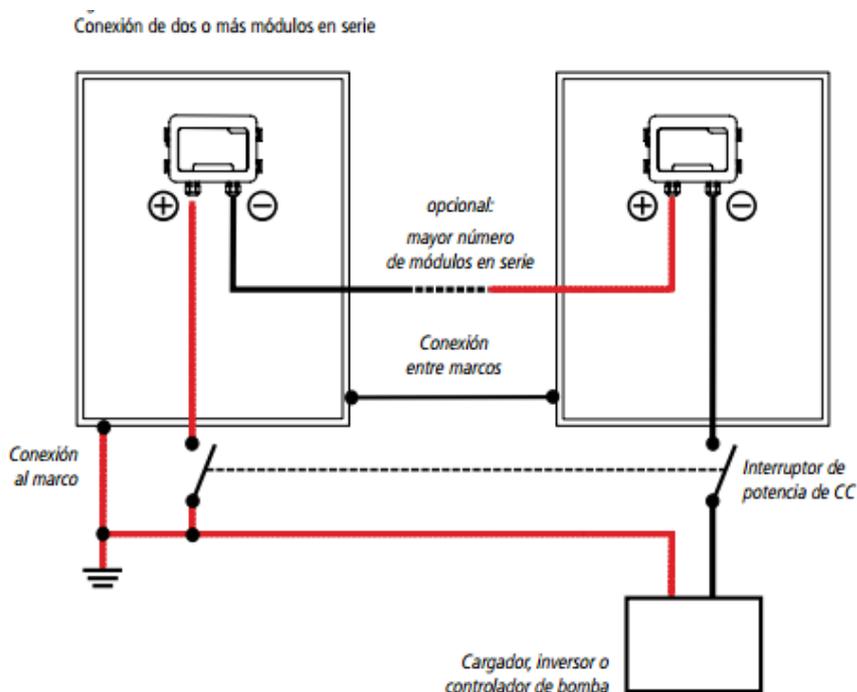


Figura 3. 17 Malla a tierra [27]

3.11. Características de las Canalizaciones Eléctricas

Debido a que el inversor se encuentra ubicado al reverso del centro comercial, es de suma importancia el uso de canalizaciones eléctricas para poder realizar la conexión con la caja de cadenas de paneles evitando así una mala presentación y choques eléctricos. Para ello se usara los diversos elementos necesarios para trasladar el conductor [28].

3.12. Dimensionamiento de los paneles solares

Para realizar el dimensionamiento de los paneles se debe seguir los siguientes pasos:

- Seleccionar el Panel fotovoltaico
- Potencia del Generador en Función de la Superficie
- Potencia del Generador
- Números de Paneles
- Conexión Serie/Paralelo
- Parámetros de Funcionamiento

El Paseo Shopping “Duran” tiene un parqueadero con una superficie de 14520 m^2 , la misma que puede abarcar hasta 4427 paneles fotovoltaicos, asumiendo que el panel ocupa un área de 3.28 m^2 .

Cada módulo es de 250 W, en relación al área del parqueadero se tiene 1040 paneles fotovoltaicos necesarios para abastecer la demanda de 260Kw. El inversor Power-one de 250kW consta con un rango de tensión de 485-850v y puede soportar hasta 1000 V en CC.



Figura 3. 18 Espacio de Parqueadero

La instalación fotovoltaica consta de 26 paneles en serie, que conforman una mesa o cadena de paneles y 40 de los mismos en paralelo, cumpliendo así con los 1040 paneles. Cada cadena de paneles es de 26 paneles fotovoltaicos en serie con un voltaje de 774.8 V y una corriente de 8.39 A, las 40 cadenas de paneles en paralelo entregan al inversor un voltaje de 774.8 V y una corriente de 336 A.

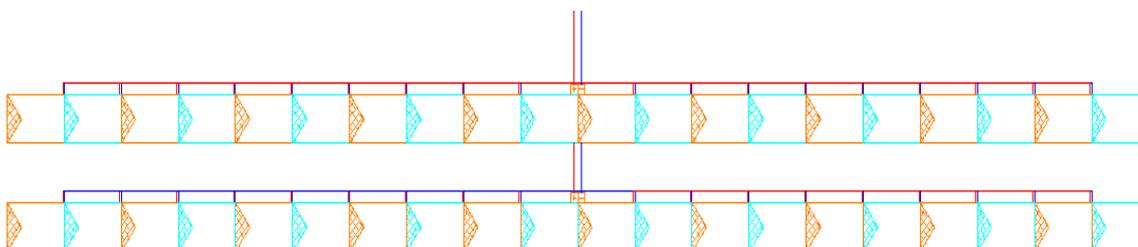


Figura 3. 19 Cadenas de paneles conectados en Paralelo

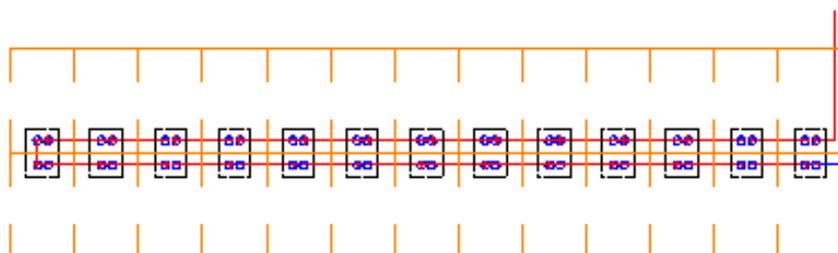


Figura 3. 20 Cadena formado por 26 Paneles en Serie

El inversor entrega al transformador un voltaje de 320 V, con una máxima corriente de 450 A. El transformador debe tener una capacidad de 300 KVA con una relación de transformación de 320 / 13800 V. Para verificar estos datos indicados ver Anexo B.

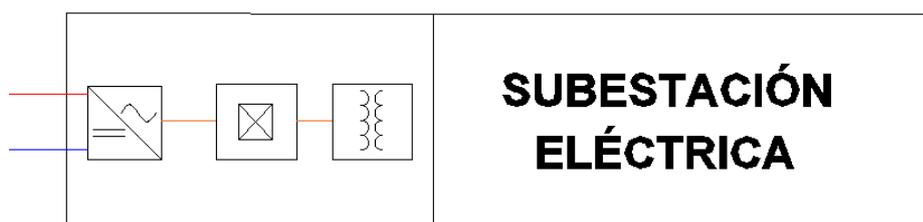


Figura 3. 21 Inversor, protección y transformador ubicados cerca de la S/E

3.12.1. Orientación e inclinación

El Ecuador por su ubicación en la línea ecuatorial se caracteriza por tener un movimiento del Sol en su bóveda celeste de tal manera que durante aproximadamente 6 meses el movimiento se sitúa a 23,5 grados hacia el Sur, con respecto al zenit del observador y los restantes 6 meses se sitúa con el mismo ángulo hacia el Norte. Otro aspecto es el hecho que no existe una

variación de radiación solar tan grande como en otras latitudes en función de la época del año, aunque en invierno se registran valores mayores. Un dato climatológico importante es la nubosidad en cada época del año, pues es una variable más para la determinación de la orientación [25].

La orientación de los paneles que vamos a elegir sería al Sur ya que no afectaría hacia donde se elija ya que nuestra ubicación recibirá la misma radiación.

En cuanto a la inclinación, en un principio habría de suponer que al estar en el Ecuador terrestre, la horizontalidad es la mejor opción, deducción que es parcialmente cierta. Pues aunque sobre superficie horizontal la captación de radiación solar sería mayor, se incrementarían los problemas ocasionados por la polución [25].

Lo ideal sería una inclinación de 0° pero se acumularía demasiado polvo, es por esto que se elige una inclinación de 10° para evitar que suciedad sea mayor que si estuviera horizontalmente.

3.12.2. Distribución de los Paneles

Los 1040 paneles a instalarse se los va a agrupar de la siguiente manera:

- Una mesa o cadena de paneles va a estar conformada por 26 paneles cuyas dimensiones se muestran en la Figura 3. 22.
- Las 40 cadenas se agrupan en dos grupos de 20 y cada grupo va conectado a una caja de cadenas de paneles, que de ahí van directamente al inversor como se ve en la Figura 3. 23.

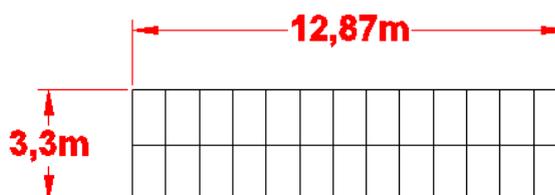


Figura 3. 22 Dimensiones de una cadena de paneles FV



Figura 3. 23 Distribución de los paneles

3.12.3. Cableado Eléctrico

En base al dimensionamiento de los paneles, se tiene 1040 paneles fotovoltaicos de los cuales hay 40 cadenas en paralelo y 26 en serie. En el sistema se tiene un voltaje de 774.8 V, circulando 8.39 A por cada cadena y como se tiene 2 cajas de cadenas de paneles por cada uno circulará 167.8 A. En el inversor circulará 335.6 A.

- Para el cableado de los paneles en serie y que lleguen a las cajas de cadenas de paneles se usa un cable tipo XLPE calibre #10 de sección 6mm^2 para una tensión máxima de 2 Kv.
- De las cajas de cadenas de paneles al inversor se usa un cable tipo XLPE calibre #2/0 de sección $67,42\text{mm}^2$ para una tensión máxima de 2 Kv.
- Del inversor al transformador se usará un cable de calibre 600 MCM de sección 300mm^2 para una tensión máxima de 600V.

3.13. Productividad de la instalación

La potencia entregada a la salida de un SFCR está determinada por los siguientes factores [6]:

- La irradiación efectiva incidente en el plano del generador

- La temperatura ambiente a la que está sometido el generador fotovoltaico.
- El impacto de sombras sobre el generador
- La curva de eficiencia del inversor y su ventana de búsqueda del MPP
- La eficiencia del resto de componentes del sistema

La energía producida por un SFCR en un periodo puede ser estimada de forma aproximada con la ecuación:

$$E_{ac} = P_g \frac{G_{ef,a}}{G_{stc}} PR(1 - FS) \quad (3.1)$$

Donde:

E_{ac} : Es la energía producida (Kwh)

P_g : Potencia nominal del generador FV (Kwp) en condiciones estándar

$G_{ef,a}$: Es la radiación efectiva incidente en el plano del generador (Kwh/m²)

G_{stc} : Radiación en condiciones estándar de medida **$G_{stc} = 1Kw/m^2$**

FS: Es el factor de sombras

PR: Es el rendimiento del sistema

Hacemos el cálculo de la energía producida por cada mes y sumando tenemos la producción anual de la instalación. Para los datos de radiación usamos los

proporcionados por la Nasa [30] y usamos el factor de corrección según la inclinación que está en el NEC de energías renovables [31] como se muestra en el anexo 1. Para el PR tomamos un valor de 70% para el peor de los casos [6] y el FS asumimos un 4% ya que el área es despejada y no tendría mucha sombra.

Con estos valores procedemos a obtener la energía producida mensualmente como se muestra en la Tabla 3. 6.

Mes	Eac(Kwh/mes)
Enero	22616,93
Febrero	21556,81
Marzo	27025,27
Abril	26250,98
Mayo	25404,71
Junio	23005,38
Julio	22588,22
Agosto	24860,91
Septiembre	24596,73
Octubre	23450,50
Noviembre	23008,53
Diciembre	23470,00
Total anual	287834,97

Tabla 3. 6 Energía Fotovoltaica producida

En la Tabla 3. 6 se observa la energía producida por cada mes llegando a producir para el primer año de funcionamiento de la instalación una energía total de 287834,97 kWh.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

4.1. Presupuesto

En esta parte mostramos los precios de toda la instalación fotovoltaica, los cuales los dividimos en: generador fotovoltaico, material eléctrico, obra civil y costos de interconexión.

En la Tabla 4. 1 se muestra el presupuesto de la parte del generador fotovoltaico, en el cual se saca el precio por vatio-pico instalado (\$/Wp) para poder ver que tan económica es la instalación, y se obtiene dividiendo el precio total para la potencia pico de la instalación.

Presupuesto de la instalación				
Potencia instalación W pico	260000			
Generador Fotovoltaico				
Concepto	\$/Wp	Cantidad	Precio unitario	Total
Módulo poli cristalino Yingli Solar YL250P-29b (250W)	\$ 1,00	1040	\$ 250,00	\$ 260.000,00
Inversor Power one PVI-250	\$ 0,16	1	\$ 40.642,00	\$ 40.642,00
String supervisor SFS24	\$ 0,01	2	\$ 1.740,00	\$ 3.480,00
Estructura soporte Parking solar	\$ 0,77	80	\$ 2.500,00	\$ 200.000,00
TOTAL	\$ 1,94			\$ 504.122,00

Tabla 4. 1 Presupuesto del generador fotovoltaico

A continuación en la Tabla 4. 2 se muestra los costos del material eléctrico que se usará en toda la instalación como: cableado, transformador, protecciones.

Material eléctrico				
Concepto	\$/Wp	Cantidad	Precio unitario	Total
Cable de cobre hasta 2000 V tipo XLPE calibre 2/0 de sección 67,42 mm ²	\$ 0,12	2080	\$ 15,00	\$ 31.200,00
Cable de cobre hasta 2000 V tipo XLPE calibre 10 de sección 6 mm ²	\$ 0,01	1600	\$ 2,00	\$ 3.200,00
Cable de cobre hasta 600 V calibre 600 MCM de sección 300 mm ²	\$ 0,01	40	\$ 60,00	\$ 2.400,00
Cable de cobre trifásico hasta 15kV calibre 2/0 de sección 67,42 mm ²	\$ 0,00	10	\$ 126,00	\$ 1.260,00
Interruptor aéreo de corte en SF6 INEXT	\$ 0,02	1	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00
Transformador trifásico convencional 300 KVA, 320/13800 V	\$ 0,03	1	\$ 8.000,00	\$ 8.000,00
Cable de cobre desnudo # 2 AWG para puesta a tierra	\$ 0,01	500	\$ 5,00	\$ 2.500,00
Varilla copperweld 16 mm y 1,8 m	\$ 0,01	41	\$ 70,00	\$ 2.870,00
Interruptor magneto térmico automático In=500A	\$ 0,01	1	\$ 3.800,00	\$ 3.800,00
Interruptor magneto térmico diferencial In=500A	\$ 0,02	1	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00
TOTAL	\$ 0,25			\$ 65.230,00

Tabla 4. 2 Presupuesto del material eléctrico

En la Tabla 4. 3 se muestra los costos de la parte de obra civil en los que se incluye: la mano de obra para la instalación de los paneles y estructuras, canalización, transporte.

Obra civil				
Concepto	\$/Wp	Cantidad	Precio unitario	Total
Instalación mano de obra paneles	\$ 0,04	1040	\$ 10,00	\$ 10.400,00
Instalación mano de obra estructuras	\$ 0,03	80	\$ 100,00	\$ 8.000,00
Canalización	\$ 0,00	370	\$ 2,00	\$ 740,00
Transporte de material para la instalación	\$ 0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00
TOTAL	\$ 0,08			\$ 20.140,00

Tabla 4. 3 Presupuesto obra civil

En la Tabla 4. 4 se muestran los costos de interconexión entre los cuales esta: la factibilidad de conexión al sistema de distribución para proyectos menores a 1 MW, pago de inscripción de la solicitud y el medidor bidireccional.

Costo de interconexión				
Concepto	\$/Wp	Cantidad	Precio unitario	Total
Factibilidad de conexión al sistema de distribución	\$ 0,02	1	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00
Pago de inscripción de la solicitud	\$ 0,00	1	\$ 200,00	\$ 200,00
Medidor bidireccional Itron Sentinel	\$ 0,00	1	\$ 420,00	\$ 420,00
TOTAL	\$ 0,02			\$ 5.620,00

Tabla 4. 4 Presupuesto costo de interconexión

Finalmente en la Tabla 4. 5 se detalla el presupuesto total de la instalación en el cual observamos que la parte del generador fotovoltaico es la más costosa, por lo que el costo total de la inversión sería de \$595.112 que equivale a 2,29 \$/Wp.

Presupuesto Total		
Concepto	\$/Wp	Total
Generador fotovoltaico	\$ 1,94	\$ 504.122,00
Material eléctrico	\$ 0,25	\$ 65.230,00
Obra civil	\$ 0,08	\$ 20.140,00
Costo de interconexión	\$ 0,02	\$ 5.620,00
TOTAL	\$ 2,29	\$ 595.112,00

Tabla 4. 5 Presupuesto Total

4.2. Mecanismos de retribución económica

Existen mecanismos de retribución económica que compensan al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red. Pueden distinguirse, de forma simplificada, dos esquemas: la retribución con prima (FIT) y el balance neto [6].

4.2.1. Retribución con prima (FIT)

En el mecanismo de retribución con prima, generalmente el propietario del SFCR recibe ingresos derivados de la energía total producida

(independientemente de la que haya sido consumida en las cercanías del SFCR). En este caso, el diseño no necesita considerar un consumo a satisfacer, como sí será el caso en los sistemas autónomos. Con este mecanismo, el objetivo del diseñador es que la producción anual del sistema sea la máxima posible sin tomar en consideración los consumos cercanos (siendo posible instalar un SFCR sin ningún consumo asociado). Este mecanismo favorece la implantación de los sistemas fotovoltaicos cuando el coste de la energía producida es superior al de la tarifa eléctrica convencional (sin tener en consideración las externalidades ambientales). Aunque formalmente favorece la generación distribuida, sin ningún condicionante adicional puede ocasionar un crecimiento desordenado que disocie las ubicaciones de los sistemas fotovoltaicos de los centros de consumo [6].

4.2.2. Balance neto

El mecanismo de balance neto compensa los saldos de energía eléctrica entre el SFCR y un sistema de consumo asociado. Cuando la producción del SFCR supera al consumo, la red eléctrica absorbe el excedente puntual, generándose derechos de consumo diferido para el propietario del SFCR. Estos derechos de consumo se pueden ejercer cuando la producción del SFCR no es suficiente para satisfacer el consumo asociado. La interacción entre el SFCR, el consumo y la red bajo este mecanismo de retribución favorece la generación distribuida y la gestión de la demanda. El diseño de un

SFCR en el contexto de este mecanismo debe incluir el consumo asociado como una variable adicional que condicionará el tamaño del generador fotovoltaico [6].

4.3. Rentabilidad

El análisis de los aspectos económico-financieros de un sistema solar fotovoltaico es relativamente complejo. La instalación tiene que ser evaluada en su específico contexto, teniendo en cuenta, sobre todo, la energía eléctrica que es capaz de producir, la duración del sistema, las dificultades de conexión a la red eléctrica, los incentivos disponibles, la gestión financiero-fiscal, etc [34].

Las instalaciones fotovoltaicas requieren de una gran capital inicial y un reducido costo de mantenimiento, y aparte de eso es una inversión segura ya que garantiza la producción de electricidad durante toda la vida de la instalación [34].

Un sistema fotovoltaico tiene un mayor costo de producción por kWh (40.03 cUSD/kWh hasta el 2012) que el comprado a la red eléctrica (0.081 cUSD/kWh) [35]. Por lo que la razón que motiva a instalar paneles fotovoltaicos es este incentivo por parte del gobierno de una tarifa mayor, con el fin de generar energía limpia y contribuir a la matriz energética del país.

A la hora de evaluar la rentabilidad económica de un proyecto se tienen que tener en cuenta el VAN y el TIR.

4.3.1. VAN (Valor actual neto)

Es la suma de los flujos de caja a lo largo de toda la vida de la instalación menos la inversión inicial, actualizados a la fecha actual. Si el VAN es mayor que 0 el proyecto es económicamente rentable, recuperamos la inversión inicial y tendremos más capital que si lo hubiéramos puesto a renta fija. Como es de suponer a mayor VAN, mayor la rentabilidad del proyecto [34].

El VAN se calcula como:

$$VAN = -Inversión\ inicial + \frac{Fc1}{(1+i)} + \frac{Fc2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Fcn}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

Siendo:

Fcn= Flujo de caja para cada año [\$]

i = Tasa de interés efectiva [%]

n= número de años

4.3.2. TIR (Tasa interna de retorno)

Es una tasa de descuento que hace que el Valor actual neto de una inversión sea igual a cero ($VAN=0$). Una inversión es rentable si la TIR es mayor que la tasa de interés a renta fija TMAR. Cuanto mayor sea el valor de la TIR, mayor será la rentabilidad del proyecto. El valor de la TMAR que se va a usar para este proyecto es de 16,31% la cual se ha tomado como referencia del Banco Central del Ecuador [36].

4.4. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad consiste en comparar la rentabilidad del proyecto, al momento de cambiar una variable como por ejemplo para nuestro caso los ingresos.

Ya que en el Ecuador estuvo vigente hasta diciembre del año 2012 una regulación 004/11 emitida por el CONELEC la cual establecía un precio de 40.03 cUSD/kWh para proyectos fotovoltaicos. Luego de esto no ha salido otra regulación con respecto al precio de la fotovoltaica [9].

El análisis de sensibilidad se lo va a realizar con 3 diferentes precios de la energía fotovoltaica:

4.4.1. Con la tarifa de 0,4003 \$/kWh

A continuación en la Tabla 4. 6 se muestra los flujos de ingresos y mantenimiento durante los 20 años que es la vida útil de la instalación (a excepción del inversor que es de 10 años). Para los ingresos por la venta de energía usamos la tarifa de 0,4003 \$/kWh de la regulación 004/11 del CONELEC, afectada por la disminución del rendimiento de los paneles en 1% cada año para el caso más pesimista. Y para los costos de mantenimiento asumimos un 0,5% del costo de inversión inicial y el valor de reemplazar el inversor solo para el año 10.

Año	Tarifa (\$/kWh)	Rendimiento paneles	Energía vendida(kWh)	Ingresos (\$)	Mantenimiento (\$)	Flujo anual (I-M)(\$)
1	0,4003	100%	287834,97	115220,34	2975,56	112244,78
2	0,4003	99%	284956,62	114068,14	2975,56	111092,58
3	0,4003	98%	282078,27	112915,93	2975,56	109940,37
4	0,4003	97%	279199,92	111763,73	2975,56	108788,17
5	0,4003	96%	276321,57	110611,52	2975,56	107635,96
6	0,4003	95%	273443,22	109459,32	2975,56	106483,76
7	0,4003	94%	270564,87	108307,12	2975,56	105331,56
8	0,4003	93%	267686,52	107154,91	2975,56	104179,35
9	0,4003	92%	264808,17	106002,71	2975,56	103027,15
10	0,4003	91%	261929,82	104850,51	43617,56	61232,95
11	0,4003	90%	259051,47	103698,30	2975,56	100722,74
12	0,4003	89%	256173,12	102546,10	2975,56	99570,54
13	0,4003	88%	253294,77	101393,90	2975,56	98418,34
14	0,4003	87%	250416,42	100241,69	2975,56	97266,13
15	0,4003	86%	247538,07	99089,49	2975,56	96113,93
16	0,4003	85%	244659,72	97937,29	2975,56	94961,73
17	0,4003	84%	241781,37	96785,08	2975,56	93809,52
18	0,4003	83%	238903,03	95632,88	2975,56	92657,32

19	0,4003	82%	236024,68	94480,68	2975,56	91505,12
20	0,4003	81%	233146,33	93328,47	2975,56	90352,91
TOTAL			5209812,96	\$ 2.085.488,13	\$ 100.153,20	\$ 1.985.334,93

Tabla 4. 6 Flujos anuales para 0,4003 \$/kWh

Para ver en cuanto tiempo se recupera la inversión inicial llevamos los flujos anuales a valor presente (valor actual) mediante la fórmula de gradiente aritmético:

$$Vp = \left(R + \frac{d}{i} \right) \left[\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right] - \frac{dn}{i} (1+i)^{-n} \quad (4.2)$$

Donde:

Vp= Valor presente o actual [\\$]

R= Renta anual [\\$112244,78]

d= diferencia (gradiente aritmético) [-\\$1152,20]

i= tasa de interés efectiva [%]

n= tiempo en años

Para la tasa de interés efectiva se usa un valor de 16,3% tomado como referencia de la página del Banco Central del Ecuador [36].

De donde se iguala con el costo de la inversión inicial (\$595112), así obtenemos lo siguiente:

$$595112 = \left(112244,78 + \frac{-1152,2}{0,163} \right) \left[\frac{1 - (1,163)^{-n}}{0,163} \right] - \frac{-1152,2 * n}{0,163} (1,163)^{-n} \quad (4.3)$$

Se encuentra el valor de n y se obtiene que el tiempo en el que se recupera la inversión de este es de aproximadamente 15,7 \approx 16 años.

Calculando el VAN tenemos:

$$VAN = -595112 + \frac{112244,78}{(1+0,163)} + \frac{111092,58}{(1+0,163)^2} + \dots + \frac{90352,91}{(1+0,163)^{20}} \quad (4.4)$$

El VAN es de \$16573,44 por lo que es mayor a cero, se cumple una condición para que sea rentable falta el TIR que se calcula a continuación:

$$0 = -595112 + \frac{112244,78}{(1+TIR)} + \frac{111092,58}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{90352,91}{(1+TIR)^{20}} \quad (4.5)$$

Resolviendo obtenemos que el TIR es del 16,86% por lo que es mayor que 16,3% con lo cual se cumple la segunda condición y decimos que esta opción es rentable usando el mecanismo FIT.

4.4.2. Con la tarifa de 0,118 \$/kWh

En este caso utilizamos como referencia la tarifa de 0,118 \$/kWh que es el valor unitario para el estado del buen vivir territorial [39].

Así mismo como se hizo anteriormente, en la Tabla 4. 7 se muestra los flujos de ingresos y mantenimiento durante los 20 años que es la vida útil de la instalación (a excepción del inversor que es de 10 años). Para los ingresos por la venta de energía usamos la tarifa de 0,118 \$/kWh de la regulación 001/13 del CONELEC, afectada por la disminución del rendimiento de los paneles en 1% cada año para el caso más pesimista. Y para los costos de mantenimiento asumimos un 0,5% del costo de inversión inicial y el valor de reemplazar el inversor solo para el año 10.

Año	Tarifa (\$/kWh)	Rendimiento paneles	Energía vendida(kWh)	Ingresos (\$)	Mantenimiento (\$)	Flujo anual (I-M)(\$)
1	0,118	100%	287834,97	33964,53	2975,56	30988,97
2	0,118	99%	284956,62	33624,88	2975,56	30649,32
3	0,118	98%	282078,27	33285,24	2975,56	30309,68
4	0,118	97%	279199,92	32945,59	2975,56	29970,03
5	0,118	96%	276321,57	32605,95	2975,56	29630,39
6	0,118	95%	273443,22	32266,30	2975,56	29290,74
7	0,118	94%	270564,87	31926,65	2975,56	28951,09
8	0,118	93%	267686,52	31587,01	2975,56	28611,45
9	0,118	92%	264808,17	31247,36	2975,56	28271,80
10	0,118	91%	261929,82	30907,72	43617,56	-12709,84
11	0,118	90%	259051,47	30568,07	2975,56	27592,51
12	0,118	89%	256173,12	30228,43	2975,56	27252,87
13	0,118	88%	253294,77	29888,78	2975,56	26913,22
14	0,118	87%	250416,42	29549,14	2975,56	26573,58
15	0,118	86%	247538,07	29209,49	2975,56	26233,93

16	0,118	85%	244659,72	28869,85	2975,56	25894,29
17	0,118	84%	241781,37	28530,20	2975,56	25554,64
18	0,118	83%	238903,03	28190,56	2975,56	25215,00
19	0,118	82%	236024,68	27850,91	2975,56	24875,35
20	0,118	81%	233146,33	27511,27	2975,56	24535,71
TOTAL			5209812,96	\$ 614.757,93	\$ 100.153,20	\$ 514.604,73

Tabla 4. 7 Flujos anuales para 0,118 \$/kWh

Como se observa en la Tabla 4. 7 el flujo anual para los 20 años es de \$514604,73 lo que no alcanzaría para recuperar la inversión de \$595112 por lo tanto esta tarifa no sería beneficioso para nuestro caso.

Calculando el VAN tenemos que es de -\$424399,08 y el TIR de -0,68%

4.4.3. Con la tarifa de 0,081 \$/kWh

A continuación de la misma forma como hicimos anteriormente en la Tabla 4. 8 se muestra los flujos de ingresos y mantenimiento durante los 20 años que es la vida útil de la instalación (a excepción del inversor que es de 10 años). Para los ingresos usamos la tarifa de 0,081 \$/kWh que es la tarifa eléctrica de consumo [35], afectada por la disminución del rendimiento de los paneles en 1% cada año para el caso más pesimista. Y para los costos de mantenimiento asumimos un 0,5% del costo de inversión inicial y el valor de reemplazar el inversor solo para el año 10.

Año	Tarifa (\$/kWh)	Rendimiento paneles	Energía producida (kWh)	Ingresos (\$)	Mantenimiento (\$)	Flujo anual (I-M)(\$)
1	0,081	100%	287834,97	23314,63	2975,56	20339,07
2	0,081	99%	284956,62	23081,49	2975,56	20105,93
3	0,081	98%	282078,27	22848,34	2975,56	19872,78
4	0,081	97%	279199,92	22615,19	2975,56	19639,63
5	0,081	96%	276321,57	22382,05	2975,56	19406,49
6	0,081	95%	273443,22	22148,90	2975,56	19173,34
7	0,081	94%	270564,87	21915,75	2975,56	18940,19
8	0,081	93%	267686,52	21682,61	2975,56	18707,05
9	0,081	92%	264808,17	21449,46	2975,56	18473,90
10	0,081	91%	261929,82	21216,32	43617,56	-22401,24
11	0,081	90%	259051,47	20983,17	2975,56	18007,61
12	0,081	89%	256173,12	20750,02	2975,56	17774,46
13	0,081	88%	253294,77	20516,88	2975,56	17541,32
14	0,081	87%	250416,42	20283,73	2975,56	17308,17
15	0,081	86%	247538,07	20050,58	2975,56	17075,02
16	0,081	85%	244659,72	19817,44	2975,56	16841,88
17	0,081	84%	241781,37	19584,29	2975,56	16608,73
18	0,081	83%	238903,03	19351,15	2975,56	16375,59
19	0,081	82%	236024,68	19118,00	2975,56	16142,44
20	0,081	81%	233146,33	18884,85	2975,56	15909,29
TOTAL			5209812,96	\$ 421.994,85	\$ 100.153,20	\$ 321.841,65

Tabla 4. 8 Flujos anuales para 0,081 \$/kWh

Como se observa en la Tabla 4. 8 el flujo anual para los 20 años es de \$321841,65 lo que no alcanzaría para recuperar la inversión de \$595112 por lo tanto esta tarifa no sería beneficioso para nuestro caso.

Calculando el VAN tenemos que es de -\$402167,36 y el TIR de -4,47%

4.5. LCOE (Costo Nivelado de la Energía)

El análisis económico para obtener el precio de la energía que es generada a partir de recursos renovables es muy importante para determinar cuál es la más viable en la búsqueda de un mayor ahorro económico, uno de los factores que intervienen en el impulso hacia el desarrollo de las generadoras a partir de recursos renovables es la influencia de las condiciones estatales que determinan en ellas subsidios y ayudas gubernamentales que a su vez pueden volver el mercado de la generación energética más opcional para la inversión hacia grandes proyectos. En el desarrollo de este tema es necesario definir el concepto de paridad de red, el mismo que representa el instante en que el costo de comprar energía a la empresa eléctrica y el costo de producirla mediante un sistema fotovoltaico llegan a igualarse [38].

Para comparar la relación entre el precio de la energía generada mediante la utilización de sistemas fotovoltaicos con el precio establecido por la compañía distribuidora de electricidad, es necesario la utilización de un modelo teórico que determine todos los costos referentes a la generación fotovoltaica durante el transcurso de la vida útil del sistema. Este modelo teórico se conoce como “Costo Nivelado de la Energía” y define el valor medio del costo de la generación fotovoltaica expresado en USD/kWh [38].

LCOE es el costo teórico de generar energía eléctrica, que permite conocer si estamos en paridad de red, en donde se incluye la inversión inicial, tasa de descuento y costos de mantenimiento, la fórmula para realizar este análisis es la siguiente:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{Mt}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (4.6)$$

Donde:

LCOE: esta dado en [USD/kWh]

n= tiempo de vida de la instalación [años]

I= Inversión inicial [USD]

Mt= Costos de mantenimiento [USD]

Et= Energía generada durante el tiempo de vida de la instalación [kWh/año]

r= tasa de descuento

Entonces calculamos el LCOE de nuestra instalación de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{595112 + \sum_{t=1}^{20} \frac{2975,56}{(1+0,163)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{287834,97}{(1+0,163)^t}} = \mathbf{0,3899 \text{ USD/kWh}} \quad (4.7)$$

El LCOE de nuestra instalación es de 0,39 USD/kWh, la cual está por encima del costo de energía eléctrica de la red que es de 0,08 USD/kWh.

CONCLUSIONES

1. Basándonos en la regulación 004/11 del CONELEC que estuvo vigente hasta el año 2012, conocimos que la tarifa para proyectos fotovoltaicos menores a 1 MW fue de 40.03 cUSD/kWh, la cual solo fue aplicable para proyectos aprobados en ese año; por lo que no existe una normativa actual que regule el precio por la venta de energía fotovoltaica. Del análisis realizado se llega a la conclusión que el proyecto es rentable.
2. El centro comercial presenta una demanda hasta las 9 am de 350 Kw, para lo cual se ha determinado abastecer 260 Kw y para ello se requiere de 1040 paneles fotovoltaicos de 250w que ocupa **1.63 m²**. Teniendo en cuenta a todos los paneles se ocupa **1696 m²**, los mismos que deben estar colocados sobre una estructura metálica de 2.50 m, además orientados al sur y con una inclinación de 10°.

3. El presupuesto total de la instalación fue de \$ 595.112,00 teniendo un precio por vatio pico de 2,29 \$/Wp.
4. Analizando el proyecto con el mecanismo de retribución FIT nos sale que es rentable con un TIR de 16,86% y un VAN de \$16573,44; y el tiempo de recuperación de la inversión es de 16 años.
5. En base a los resultados obtenidos, el LCOE de la instalación fotovoltaica es de 0,39 USD/kWh lo que indica que para obtener rentabilidad, la tarifa que se debe pagar por producir la energía fotovoltaica debe ser mayor a este precio del LCOE.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda crear una normativa/regulación para instalaciones fotovoltaicas en las que se considere la reducción en el costo de los equipos e implementación de la medición en dos sentidos.
2. Se aconseja que la potencia nominal de la instalación sea un poco mayor que la potencia del inversor para que el inversor trabaje eficientemente y además que se encuentre en un sitio con climatización.
3. La inclinación óptima de los paneles sería cero; pero se recomienda que tenga una inclinación entre 10° y 15° para evitar que se acumule la suciedad.

ANEXOS

ANEXO A: DATOS DE RADIACIÓN

Para determinar la inclinación del Panel Fotovoltaico nos basamos con la Radiación Solar publicada por la Nasa, donde se debe solo ingresar la Latitud y Longitud para que nos indique los datos de irradiación [30]. Además se usó como datos de referencia del capítulo 14 del NEC11, en la sección cálculo de radiación en superficie inclinadas [31].

En la primera fila de la Tabla A. 1 se muestra los datos de radiación en kWh/m²/día de cada mes obtenidos de la página de la Nasa según la latitud y longitud de nuestro proyecto; y en el cuadro siguiente se muestra el factor de corrección según la inclinación [31].

Entonces multiplicamos los datos de radiación de un día de cada mes por los factores de corrección según la inclinación y obtenemos en la Tabla A. 2 la radiación solar corregida para cada inclinación, de la cual usamos la de 10° para nuestro proyecto.

RAD. SOLAR(kWh/M2/DIA)	4,49	4,59	5,04	4,91	4,51	4,18	4,01	4,5	4,74	4,51	4,72	4,71
INCLINACIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0,97	0,98	1	1,01	1,01	1,03	1,02	1,01	1	0,98	0,97	0,96
10	0,93	0,96	0,99	1,02	1,04	1,05	1,04	1,02	0,99	0,96	0,93	0,92
15	0,89	0,93	0,98	1,02	1,05	1,06	1,05	1,02	0,98	0,93	0,89	0,87
20	0,84	0,89	0,96	1,02	1,06	1,07	1,05	1,01	0,96	0,89	0,84	0,82
25	0,78	0,84	0,93	1,01	1,06	1,07	1,04	1	0,93	0,85	0,79	0,76
30	0,72	0,8	0,89	0,99	1,05	1,06	1,03	0,98	0,9	0,8	0,73	0,69
35	0,65	0,74	0,85	0,96	1,03	1,05	1,02	0,95	0,86	0,75	0,66	0,62
40	0,58	0,68	0,81	0,93	1,01	1,03	0,99	0,92	0,81	0,69	0,59	0,55
45	0,51	0,62	0,75	0,89	0,98	1	0,96	0,88	0,77	0,63	0,52	0,47
50	0,43	0,55	0,7	0,84	0,94	0,97	0,93	0,84	0,71	0,57	0,45	0,39
55	0,35	0,48	0,64	0,79	0,9	0,93	0,89	0,79	0,65	0,5	0,37	0,31
60	0,27	0,4	0,57	0,74	0,85	0,88	0,84	0,74	0,59	0,42	0,29	0,23
65	0,19	0,32	0,5	0,68	0,8	0,84	0,79	0,68	0,53	0,35	0,2	0,14
70	0,11	0,24	0,43	0,61	0,74	0,78	0,73	0,62	0,46	0,27	0,13	0,12
75	0,11	0,16	0,36	0,57	0,68	0,72	0,67	0,56	0,39	0,19	0,12	0,11
80	0,1	0,1	0,28	0,47	0,61	0,66	0,61	0,49	0,31	0,13	0,11	0,1
85	0,09	0,09	0,2	0,4	0,54	0,59	0,54	0,42	0,24	0,12	0,11	0,1
90	0,08	0,08	0,12	0,32	0,47	0,52	0,47	0,35	0,16	0,11	0,1	0,09

Tabla A. 1 Radiación solar [30] y factor de corrección [31]

INCLINACIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	4,49	4,59	5,04	4,91	4,51	4,18	4,01	4,5	4,74	4,51	4,72	4,71
5	4,3553	4,4982	5,04	4,9591	4,5551	4,3054	4,0902	4,545	4,74	4,4198	4,5784	4,5216
10	4,1757	4,4064	4,9896	5,0082	4,6904	4,389	4,1704	4,59	4,6926	4,3296	4,3896	4,3332
15	3,9961	4,2687	4,9392	5,0082	4,7355	4,4308	4,2105	4,59	4,6452	4,1943	4,2008	4,0977
20	3,7716	4,0851	4,8384	5,0082	4,7806	4,4726	4,2105	4,545	4,5504	4,0139	3,9648	3,8622
25	3,5022	3,8556	4,6872	4,9591	4,7806	4,4726	4,1704	4,5	4,4082	3,8335	3,7288	3,5796
30	3,2328	3,672	4,4856	4,8609	4,7355	4,4308	4,1303	4,41	4,266	3,608	3,4456	3,2499
35	2,9185	3,3966	4,284	4,7136	4,6453	4,389	4,0902	4,275	4,0764	3,3825	3,1152	2,9202
40	2,6042	3,1212	4,0824	4,5663	4,5551	4,3054	3,9699	4,14	3,8394	3,1119	2,7848	2,5905
45	2,2899	2,8458	3,78	4,3699	4,4198	4,18	3,8496	3,96	3,6498	2,8413	2,4544	2,2137
50	1,9307	2,5245	3,528	4,1244	4,2394	4,0546	3,7293	3,78	3,3654	2,5707	2,124	1,8369
55	1,5715	2,2032	3,2256	3,8789	4,059	3,8874	3,5689	3,555	3,081	2,255	1,7464	1,4601
60	1,2123	1,836	2,8728	3,6334	3,8335	3,6784	3,3684	3,33	2,7966	1,8942	1,3688	1,0833
65	0,8531	1,4688	2,52	3,3388	3,608	3,5112	3,1679	3,06	2,5122	1,5785	0,944	0,6594
70	0,4939	1,1016	2,1672	2,9951	3,3374	3,2604	2,9273	2,79	2,1804	1,2177	0,6136	0,5652
75	0,4939	0,7344	1,8144	2,7987	3,0668	3,0096	2,6867	2,52	1,8486	0,8569	0,5664	0,5181
80	0,449	0,459	1,4112	2,3077	2,7511	2,7588	2,4461	2,205	1,4694	0,5863	0,5192	0,471
85	0,4041	0,4131	1,008	1,964	2,4354	2,4662	2,1654	1,89	1,1376	0,5412	0,5192	0,471
90	0,3592	0,3672	0,6048	1,5712	2,1197	2,1736	1,8847	1,575	0,7584	0,4961	0,472	0,4239

Tabla A. 2 Radiación solar corregida

ANEXO B: CÁLCULOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO

Potencia Del Generador En Función De La Superficie

- Superficie del Panel= $1.65 * 0.99 = 1.63 \text{ m}^2$
- Superficie total= $264 * 55 = 14520 \text{ m}^2$
- N° Paneles Max por Superficie= $\frac{14520}{1.63} = 8908$
- Potencia pico Max por Superficie= $8908 * 250 = 2227 \text{ Kw}$
- Paneles requeridos para abastecer 260 kW= $\frac{260000}{250} = 1040$
- Asumiendo que nuestro panel ocupara $3,28 \text{ m}^2$ incluyendo la separación se tiene que para la parte principal del Paseo Shopping Duran tendremos:
- N° Paneles = $\frac{14520}{3,28} = 4427$ como necesitamos 1040 si podemos colocarlos en dicha zona.

Potencia del Generador

- Potencia máxima del inversor: 250 kWp
- Potencia pico del panel: 250 Wp
- N° Paneles máximo por inversor = $260000\text{W} / 250 \text{ W} = 1040$ Paneles

Conexión Serie/Paralelo

- Rango de tensión MPP del inversor: 485 - 850 V.
- N° Paneles Serie máximo MPP = $\frac{850 \text{ V}}{29.8 \text{ V}} = \mathbf{28,5 \text{ Paneles.}}$
- N° Paneles serie máximo que soporta el inversor = $\frac{1000 \text{ V}}{37.6 \text{ V}} =$

26.6 Paneles.

- En base a los cálculos tendremos 26 paneles en Serie
- N° Cadenas de paneles en Paralelo = $\frac{1040}{26} = \mathbf{40 \text{ Cadenas}}$
- Se tiene entonces 40 Cadenas en Paralelo y 26 Series teniendo un total de 1040 Paneles
- La Potencia Pico de la instalación = $\mathbf{1040 * 250 = 260000 \text{ W}}$

Parámetros De Funcionamiento En Mpp

- Verificamos que trabaja en el rango de tensiones MPP del inversor:
- $V_{mpp \text{ total}} = V_{mpp} \times N_s = 29.8 \times 26 \text{ paneles} = 774.8 \text{ V}$
- $V_{mpp \text{ inversor}} = 485-850 \text{ V}$
- comprueba también que no se supere el valor máximo de corriente:
- $I_{mpp \text{ total}} = I_{mpp} \times N_p = 8.39 \text{ A} \times 40 = 335.6 \text{ A}$
- $I_{mpp \text{ inversor}} = 550 \text{ A}$

ANEXO C: CÁLCULOS PARA EL CABLEADO

La resistencia de un conductor se la determina de la siguiente forma:

$$R = \rho * \frac{L}{A} = \frac{L}{\sigma * A} \quad (C.1)$$

Donde:

R: Resistencia [Ω]

ρ : Resistividad [$\frac{\Omega * mm^2}{m}$]

L: longitud [m]

A: Área del conductor [mm^2]

σ : Conductividad

Basándonos en la resistencia, la caída de tensión y la intensidad de corriente tenemos la siguiente relación:

$$R = \frac{V_a - V_b}{I} \quad (C.2)$$

Va - Vb: Diferencia de potencial entre a y b [V]

I: Intensidad de Corriente [A]

Igualando las ecuaciones C.1 y C.2 tenemos:

$$R = \frac{V_a - V_b}{I} = \frac{L}{\sigma * A} \quad (C.3)$$

De donde despejamos A

$$A = \frac{I * L}{\sigma * (V_a - V_b)} \quad (C.4)$$

El conductor que va a ser utilizado es de cobre y su resistividad para hilo

estirado en frío es de $0,01786 \left[\frac{\Omega * mm^2}{m} \right]$, así tenemos que:

$$\sigma = \frac{1}{\rho} = \frac{1}{0.01786} = 56 \left[\frac{m}{\Omega * mm^2} \right] \quad (C.5)$$

Despejando $V_a - V_b$ de la ecuación C.4 se tiene:

$$\Delta V = \frac{I * L}{\sigma * A} \quad (C.6)$$

Donde:

σ : Conductividad del cable $\left[\frac{m}{\Omega * mm^2} \right]$

L: Longitud [m]

A: Área del conductor [mm²]

I: Intensidad de Corriente Máxima [A]

Se recomienda tener una caída de voltaje de hasta 5%, para nuestro análisis usaremos 3%.

Para un circuito monofásico la fórmula es la siguiente:

$$\Delta V = \frac{2 * I * L}{\sigma * A} \quad (C.7)$$

- Cableado en Corriente Continua

Conexión entre módulos en serie

Para elegir el cableado correcto se lo hace en base a la capacidad de conducción y la caída de tensión. Los datos a usarse son:

Corriente cortocircuito del panel: 8.92 A.

Tensión máxima por string: $26 * 29,8V = 774.8 V$.

Longitud: 400 m.

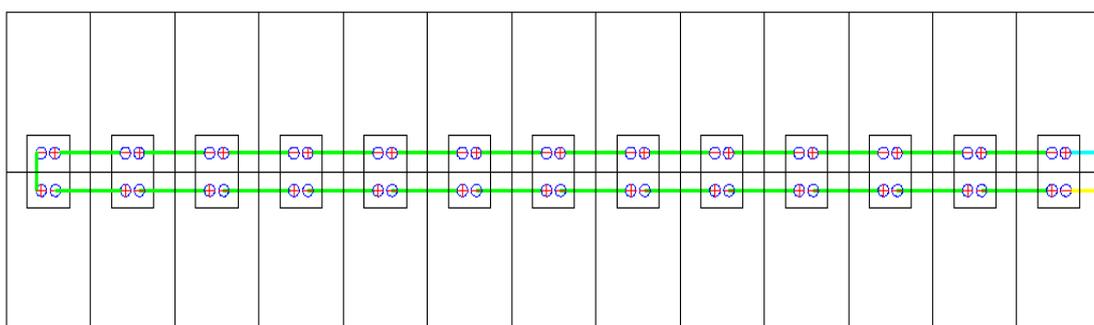


Figura C. 1 Conexión del panel en serie

$$\Delta V = \frac{2 * I * L}{\sigma * A} \quad (C.8)$$

$$A = \frac{2 * I * L}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 8.92 * 400}{56 * 0.03 * 774.8} = 5.48 \text{ mm}^2 \quad (C.9)$$

En base al resultado se observa que el calibre #10 tiene una sección de 6 mm^2 , el cual se asemeja a la sección requerida.

$$I_{max} = I_{cc} * 1.25 \quad (C.10)$$

$$I_{max} = 8.92 * 1.25 = 11.15 \text{ A} \quad (C.11)$$

Hay que comprobar que se cumpla que esta Intensidad sea menor a la máxima admisible por el conductor de 6 mm^2 . Basándonos en la Figura C. 2 se tiene que la máxima corriente admisible es 72 A, y como a través del conductor circulara 11.15 A, el conductor tendrá la capacidad de abastecerla.

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

Figura C. 2 Capacidad de corriente según el tipo de aislamiento y sección [37]

Conexión entre la Caja de cadenas de paneles e Inversor

Para elegir el cableado correcto se lo hace en base a la capacidad de conducción y la caída de tensión. Los datos a usar son:

Corriente cortocircuito de la caja de cadena de paneles: $8.92 \cdot 20 = 178.4$ A.

Tensión máxima por cadena: 774.8 V.

Longitud: 400 m.

$$A = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\sigma \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 178.4 \cdot 520}{56 \cdot 0.03 \cdot 774.8} = 54.82 \text{ mm}^2 \quad (\text{C.12})$$

En base al resultado se observa que el calibre #2/0 tiene una sección de 67.42 mm^2 , el cual se asemeja a la sección requerida.

$$I_{max} = 178.4 \cdot 1.25 = 223 \text{ A} \quad (\text{C.13})$$

Hay que comprobar que se cumpla que esta Intensidad sea menor a la máxima admisible por el conductor de 67.42 mm^2 . Basándonos en la Figura C. 2 se tiene que la máxima corriente admisible es 280 A, y como a través del conductor circulara 223 A, el conductor tendrá la capacidad de abastecerla.

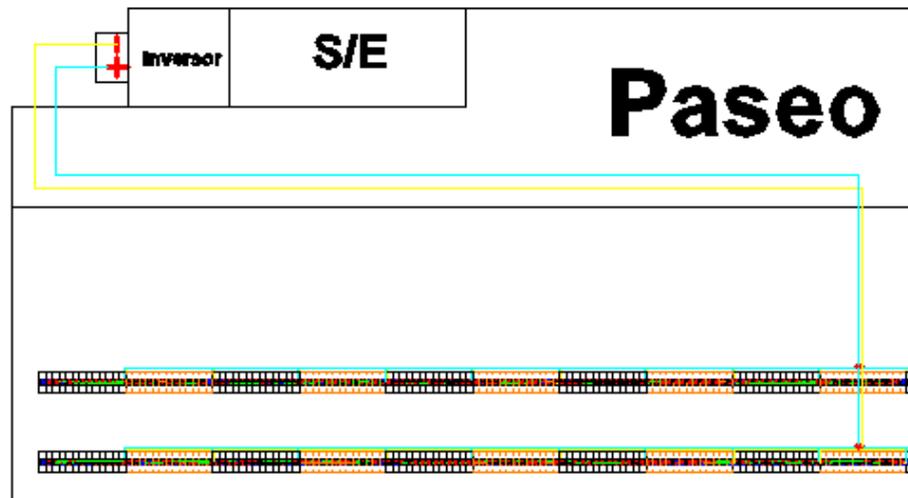


Figura C. 3 Conexión de la caja de cadena de paneles al inversor

- Cableado en Corriente Alterna

En un circuito trifásico la intensidad de corriente viene dada por la expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} \quad (C.14)$$

Donde:

I: Intensidad [A].

P: Potencia [W].

V: Voltaje Línea a Línea [V].

Cos φ : Factor de potencia (entre 0,8 y 1,0 en función del inversor).

Realizando un análisis unifilar se tiene la siguiente expresión, para el análisis en circuito Trifásico:

$$CV(\%) = \frac{P * L}{56 * V^2 * A} * 100 \quad (C.15)$$

Donde:

CV (%): Caída de tensión en %.

P: Potencia [W].

V: Voltaje Línea a Línea [V].

L: Longitud de la línea [m].

A: Área del Conductor [mm^2].

Se recomienda tener una caída de voltaje de hasta 5%, para nuestro análisis usaremos 3%.

Cableado del Inversor al transformador

En base a lo indicado la potencia del inversor es 250 [kW], el voltaje de salida y el factor de potencia del inversor son 320 [V] y 0.995 respectivamente.

$$I = \frac{250000}{\sqrt{3} * 320 * 0.995} = 453.32 \text{ A} \quad (\text{C.16})$$

$$I_{max} = 453.32 * 1.25 = 566.65 \text{ A} \quad (\text{C.17})$$

En base a la Figura C. 2, se observa que la sección adecuada para esta corriente es de 300 mm^2 . En base a las tablas de conductores la sección de 300 mm^2 corresponde a un conductor 600 MCM por cada fase.

Para calcular la caída de tensión presente desde el inversor al transformador hay que basarse en la potencia del inversor que es 250 [Kw], el voltaje de

salida del inversor son 320 [V], la distancia del inversor al transformador que es 10 [m] y restringir la caída de tensión a 3%

$$A = \frac{P*L}{56*V^2*CV(\%)} * 100 \quad (C.18)$$

$$A = \frac{250000*10}{56*320^2*0.03} = 14.5 \text{ mm}^2 \quad (C.19)$$

Esto indica que para tener un 3% de caída de voltaje como mínimo se debe tener un conductor mayor a la sección de **14.5 mm²**.

ANEXO D: PLANOS

D.1. PLANO DE DIMENSIONES

D.2. PLANO DE IMPLANTACIÓN

D.3. DIAGRAMA UNIFILAR

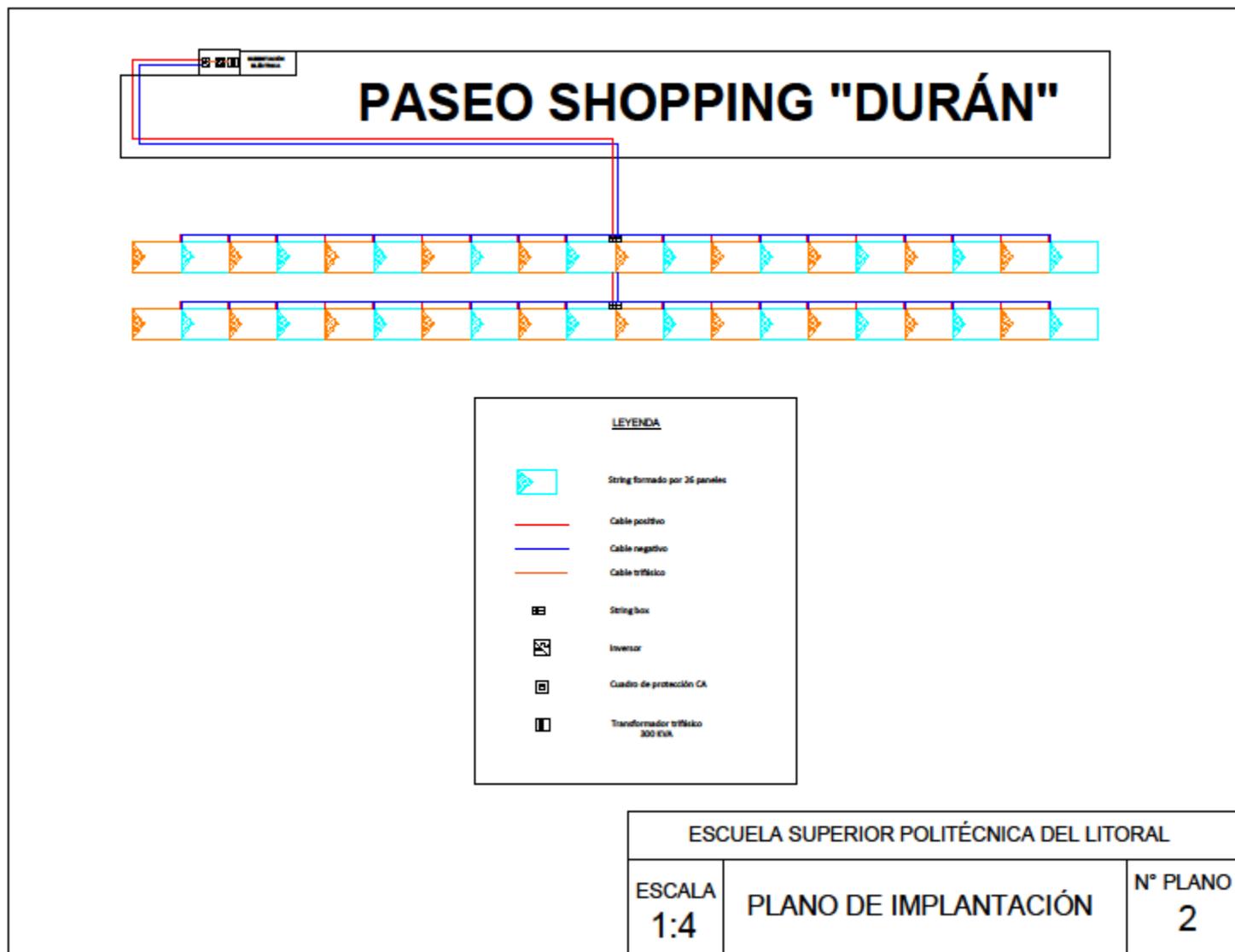


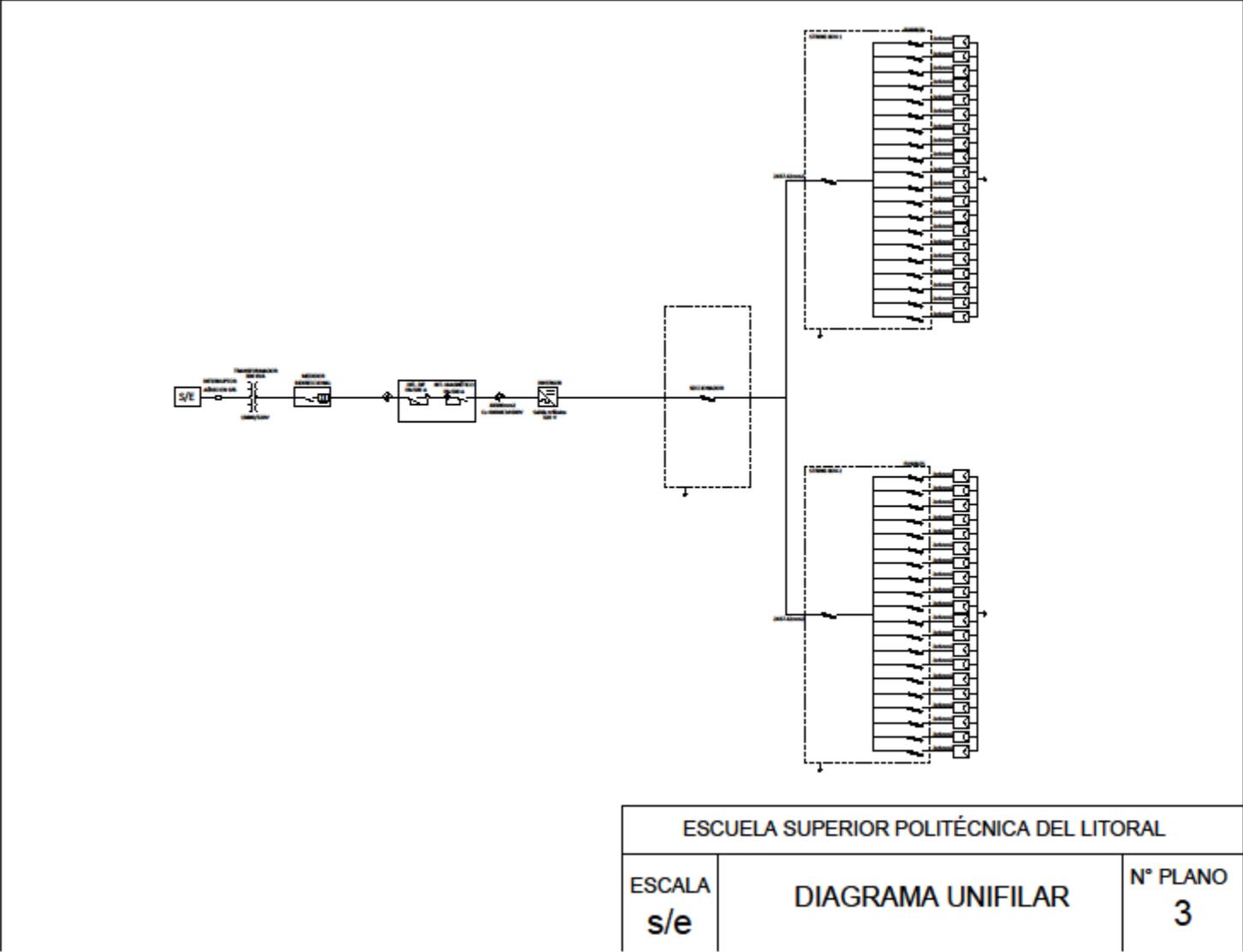
ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

ESCALA
1:2

PLANO DE DIMENSIONES

N° PLANO
1





ANEXO E: CATÁLOGOS

YGE 60 Cell 40mm SERIES

Powered by **YINGLI**

YL260P-29b
YL285P-29b
YL250P-29b
YL245P-29b
YL240P-29b



YINGLI GREEN ENERGY

Yingli Green Energy (NYSE: YGE) es uno de los mayores fabricantes fotovoltaicos verticalmente integrado, que comercializa sus productos bajo la marca "Yingli Solar". Con más de 7GW de módulos instalados a nivel mundial, somos una empresa líder en energía solar basándonos en la fiabilidad de un producto probado y un rendimiento sostenible. Yingli es la primera empresa de energías renovables y la primera compañía China que patrocina la Copa Mundial de la FIFA™.

RENDIMIENTO

- Células solares multicristalinas de alta eficiencia y un vidrio texturizado de alta transmitancia que permiten alcanzar una eficiencia del módulo de hasta el 16,2% lo que minimiza los costos de instalación y maximiza la producción energética del sistema por unidad de superficie.
- Tolerancia positiva ajustada de 0W a +5W asegurando una potencia en los módulos igual o superior a la nominal, contribuyendo a su vez a minimizar las pérdidas por dispersión de parámetros y a mejorar el rendimiento del sistema.
- Alta clasificación en las pruebas de rendimiento energético realizadas por TÜV "TÜV Rheinland Energy Yield Test" y en el "Photon Test", demostrando un alto rendimiento y una producción anual elevada.

FIABILIDAD

- Pruebas de laboratorios independientes demuestran que los módulos Yingli Solar:
 - ✓ Cumplen completamente con los certificados y normativas vigentes.
 - ✓ Soportan cargas de viento de hasta 2,4kPa y cargas de nieve de hasta 5,4kPa, confirmando así su estabilidad mecánica.
 - ✓ Resisten satisfactoriamente la exposición a niebla salina en su punto más severo y en ambientes con alto contenido de amoníaco, asegurando así el rendimiento en condiciones adversas.
- Empresa certificada por TÜV Rheinland ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004, BS OHSAS 18001: 2007.

GARANTÍAS

- Garantía de producto limitada de 10 años¹.
 - Garantía de potencia limitada¹: 10 años al 91,2% de la potencia de salida mínima y 25 años al 80,7% de la potencia de salida mínima.
- ¹ En cumplimiento de nuestros términos y condiciones de garantía.

CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000, PV Cycle



YGE 60 Cell 40mm SERIES

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos para STC

Tipo de Módulo	YGE60-20% (60xP _{max})						
Potencia de salida	P _{max}	W	240	230	230	245	240
Tolerancia	ΔP _{max}	W	0 / +5				
Eficiencia del módulo	η _m	%	15,9	15,6	15,3	15,0	14,7
Tensión en P _{max}	V _{mp}	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidad en P _{max}	I _{mp}	A	8,29	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	37,7	37,2	37,6	37,5	37,5
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9,29	9,21	9,92	9,82	9,75

STC: 1000 W/m² irradiancia, 25°C Temperatura, AM1.5 distribución espectral según EN 60904-2
Relación media de la eficiencia relativa de 1% a 200 W/m² según EN 60904-1

Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)

Potencia de salida	P _{max}	W	189,2	186,0	182,4	178,7	175,1
Tensión en P _{max}	V _{mp}	V	27,6	27,4	27,2	27,0	26,8
Intensidad en P _{max}	I _{mp}	A	6,87	6,79	6,71	6,62	6,54
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	34,8	34,8	34,7	34,6	34,6
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7,35	7,28	7,21	7,14	7,07

TONC: Temperatura en circuito abierto del módulo a 800W/m² de irradiancia, 23°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	TONC	°C	40 ± 2
Coefficiente de temperatura para P _{max}	γ	%/°C	-0,42
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0,32
Coefficiente de temperatura para I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura para V _{mp}	β _{Vmp}	%/°C	-0,42

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Máxima tensión del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperaturas de funcionamiento	-40°C hasta 85°C
Máxima carga estática frontal (nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	3600Pa
Max. Impacto por granizo (diámetro / velocidad)	25mm / 23m/s

MATERIALES

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / Número de Busbars)	60 / silicio monocristalino / 156 x 156 mm / 2 ó 3
Encapsulante (material)	Etilvinilacetato (EVA)
Marcos (material / color / color del anodizado / sellado del marco)	Aluminio anodizado / plate / claro / material de sellado
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección)	1100mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MCA / P47 o Y208-1 / P47 o Amphand H1 / P48

- * Célula a la continua innovación, investigación y mejora de productos, la información y las especificaciones dadas en esta hoja de especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- * Los datos no están sujetos a un solo módulo y no son parte de la oferta, usar sólo para su comparación entre diferentes tipos de módulos.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

service@yinglisolar.com

Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell_20%_40mm_SP_SP_201401_v1

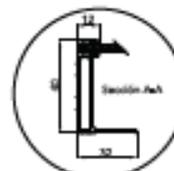
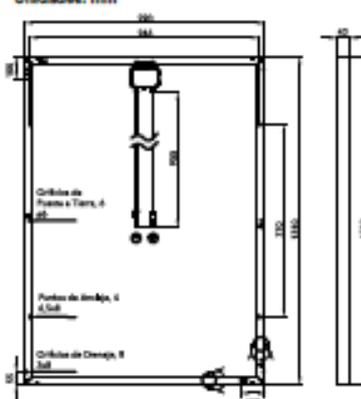
CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (longitud / anchura / profundidad)	1630mm / 990mm / 40mm
Peso	18,5kg

ESPECIFICACIONES DEL EMBALAJE

Número de módulos por pallet	24
Número de pallets por contenedor (40')	28
Dimensiones del Embalaje (longitud / anchura / profundidad)	1710mm / 1140mm / 1130mm
Peso del pallet	516kg

Unidades: mm



Advertencia: Leer el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar y operar módulos Yingli.

Nuestros Colaboradores





AURORA

PVI-250
PVI-500

ESPECIFICACIÓN GENERAL MODELO CENTRALIZADO

Este producto ofrece un alto rendimiento con un costo asequible y ha sido diseñado específicamente para el creciente mercado asiático.

Los nuevos inversores centrales para grandes instalaciones de 500 kW y 250 kW tienen como principales características un elevado rendimiento del 98.5%, están libres de condensadores electrolíticos, lo cual alarga el MTBF (Tiempo Medio Entre Fallos), tamaño compacto, peso ligero, pantalla táctil, y 1000 Voc (tensión a circuito abierto).

Su diseño es el resultado de la experiencia que hemos adquirido con más de 50 MW en instalaciones del desafiante mercado asiático.

PVI-250-TL-CN



AURORA CORE
PLUS
ULTRA



Características

- La protección contra polaridad inversa minimiza los posibles daños causados por el cableado erróneo de una zona
- Máxima tensión de entrada de hasta 1000 Vdc, flexibilidad de diseño elevada y pérdidas de distribución DC reducidas, para plantas FV a gran escala
- Distribución y protección DC y AC integrados. Totalmente equipado para conexión, no requiere de accesorios adicionales
- Eficiencias elevadas para entregar más energía
- Dos sistemas de comunicación RS-485 independientes, para el inversor y para la monitorización de la caja de conexiones de string
- Inversor sin transformador, para conexión directa a un transformador de MT

PARÁMETROS	PVI-250.0-TL-CN	PVI-500.0-TL-CN
Parámetros de Entrada		
Máxima Tensión Absoluta CC en la Entrada ($V_{max,dc}$)	1000 V	1000 V
Intervalo de Tensión CC del MPPT ($V_{min,dc} \dots V_{max,dc}$)	485...900 V Reducción Lineal desde MAX a CERO [300<Vmax<900V]	485...900 V Reducción Lineal desde MAX a CERO [300<Vmax<900V]
Intervalo de Tensión CC del MPPT ($V_{min,dc} \dots V_{max,dc}$) a P_{in} y V_{in}	485...850 V	485...850 V
Número de MPPT independientes Multi-Master	1	2
Número de MPPT independientes Master/Slave	No Aplicable	1
Máxima Corriente Combinada en la Entrada ($I_{max,dc}$)	550 A	1100 A
Máxima corriente en la Entrada por cada Módulo ($I_{max,mod}$)	550 A	550 A
Número de Pares de Conexiones CC en la Entrada	5	10
Tipo de Conexión CC	10 x 70 mm ² (M10)	20 x 70 mm ² (M10)
Protecciones de Entrada		
Protección contra Polaridad Inversa	Si, desde la fuente de corriente limitada	Si, desde la fuente de corriente limitada
Protección contra Sobretensión en la Entrada - Variator	1 por cada entrada, Clase II	1 por cada entrada, Clase II
Control de Atarimiento, Muroto Botante, paneles Botantes	Si, mediante control de la propiedad ¹⁾	Si, mediante control de la propiedad ¹⁾
Protección Diferencial, Neutro a tierra, paneles Botantes	No se incluye	No se incluye
Tamaño del Fusible para cada par de entradas	125 A / 1100 V	125 A / 1100 V
Parámetros de Salida		
Tipo de Conexión CA a Red	Trifásica 3cables + PE	Trifásica 3cables + PE
Potencia Nominal CA en la Salida (P_{out})	250 kW	500 kW
Tensión Nominal CA en la Salida (V_{out})	320 V	320 V
Intervalo de Tensión CA en la Salida ($V_{min,ac} \dots V_{max,ac}$)	272...368 V ²⁾	272...368 V ²⁾
Máxima Corriente CA en la Salida ($I_{max,ac}$)	450 A	900 A
Frecuencia Nominal en la Salida (f)	50/60 Hz	50/60 Hz
Intervalo de Frecuencia en la Salida ($f_{min} \dots f_{max}$)	47...53 / 57...63 Hz ³⁾	47...53 / 57...63 Hz ³⁾
Factor de Potencia Nominal ($\cos\phi_{nom}$)	> 0.995 (adj. ± 0.00)	> 0.995 (adj. ± 0.00)
Distorsión Armónica Total de la Corriente	< 3% (a P_{out})	< 3% (a P_{out})
Tipo de Conexión CA (por cada fase)	3 x 240 mm ² (M10)	3 x 240 mm ² (M10)
Protecciones de Salida		
Protección Anti-Isa	Según Normativa Local	Según Normativa Local
Protección contra Sobretensión en la Salida (Variator)	Si, Clase II	Si, Clase II
Disconexión Nocturna	Si	Si
Interruptor CA (Magnetoeléctrico)	690 V / 630 A (T0)	690 V / 16A (T0)
Funcionamiento Operativo		
Rendimiento Máximo (η_{max})	98.5% ⁴⁾	98.5% ⁴⁾
Rendimiento Ponderado (η_{pwr} / η_{tot})	98.2% / - ⁴⁾	98.2% / - ⁴⁾
Consumo en Espera / Consumo Nocturno	< 33 W	< 66 W
Alimentación CA Auxiliar	3 x 400 Vac +N, 50/60 Hz	3 x 400 Vac +N, 50/60 Hz
Consumo de Alimentación Auxiliar	< 405 W	< 810 W
Consumo de Alimentación Auxiliar sin Sistema de Enfriamiento	< 100 W	< 200 W
Frecuencia de Conmutación del Inversor	9 kHz	9 kHz
Comunicación		
Monitorización Local con Cable	PVI-USB-RS232_485 (opc.)	PVI-USB-RS232_485 (opc.)
Monitorización Remota	PVI-AEC-EVO (opc.), AURORA-UNIVERSAL (opc.)	PVI-AEC-EVO (opc.), AURORA-UNIVERSAL (opc.)
Caja de Conexión de Ramas AURORA	PVI-STRING-COMB (opc.)	PVI-STRING-COMB (opc.)
Interfaz de Usuario	IFT LCD 5.7"	IFT LCD 5.7"
Parámetros Ambientales		
Intervalo de Temperatura Ambiente	-20...+ 50°C / -4...122°F con reducción de Potencia por encima de 40°C/104°F	-20...+ 50°C / -4...122°F con reducción de Potencia por encima de 40°C/104°F
Humedad Relativa	0...95% sin condensación	0...95% sin condensación
Emisión Acústica	<67 dB(A) @ 1 m	<67 dB(A) @ 1 m
Máxima Altura Operativa sin Reducción de Potencia	1000 m / 3280 ft	1000 m / 3280 ft
Parámetros Físicos		
Índice de Protección Ambiental	IP 20	IP 20
Sistema de Enfriamiento	Aire Forzado	Aire Forzado
Caudal de Aire Necesario	4000 m ³ /h - 2360 CFM	8000 m ³ /h - 4720 CFM
Dimensiones (Al x An x Pt)	2280mm x 1200mm x 800mm / 89.8" x 47.2" x 31.5"	2280mm x 2000mm x 800mm / 89.8" x 78.7" x 31.5"
Peso	< 800 kg / 1765 lb	< 1200 kg / 2645 lb
Seguridad		
Transformador	No	No
Certificación	CE, CCC	CE, CCC
Normas EMC y de Seguridad		
Normas de Conexión a la Red	EN 50178, EN 61000-3-12, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, IEC 62109-1, CNCA/CTS0066-2010, GB/T 19839, IEC 62116, Allegato A20 Tema ⁵⁾ , CEI-0-16 ⁵⁾	EN 50178, EN 61000-3-12, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, IEC 62109-1, CNCA/CTS0066-2010, GB/T 19839, IEC 62116, Allegato A20 Tema ⁵⁾ , CEI-0-16 ⁵⁾

1. el intervalo de tensión en la salida podrá variar según la red específica de cada país

2. el intervalo de frecuencia podrá variar según la red específica de cada país

3. desde la ficha de aplicación

4. la pérdida de emisión de la entrada respecto a tierra provoca la desconexión ac. (función desactivada por defecto)

5. no incluye el consumo de energía auxiliar

observación: Las características que no están especificadas en mencionadas en esta hoja de datos se están indicando en el producto.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Conelec, Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (GWh), http://www.conelec.gob.ec/enlaces_externos.php?l=1&cd_menu=4223, Fecha de consulta: 15 de diciembre de 2014
- [2] Conelec, Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022 volumen 3, <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=10329&l=1>, Fecha de Consulta: 15 de diciembre del 2014.
- [3] Conelec, Proyectos de Generación de Energía Eléctrica que utilizan fuentes renovables no convencionales y que se acogen a las disposiciones y prerrogativas de la Regulación No. CONELEC 004/11, <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=10167&l=1>, Fecha de Consulta: 15 de diciembre de 2014
- [4] Cuba Solar, Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia40/HTML/articulo05.htm>, Fecha de consulta: 15 de diciembre del 2014.
- [5] Clay Charles, Vida útil del panel solar, http://www.ehowenespanol.com/vida-util-del-panel-solar-info_202333/, Fecha de consulta: 13 de enero del 2015.
- [6] Perpiñán Oscar, Energía Solar Fotovoltaica, <https://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf/>, Fecha de consulta: 17 de enero del 2015.

- [7] Cornejo Héctor, Sistema Solar Fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la universidad de Piura, http://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/123456789/1762/IME_172.pdf?sequence=1, Fecha de consulta: 17 de enero del 2015
- [8] Asanno, Energía Solar, <https://asannosolar.wordpress.com/energia-solar-en-la-ciudad/>, Fecha de consulta: 18 de enero del 2015
- [9] CONELEC, REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, http://www.conelec.gob.ec/normativa/CONELEC_004_11_ERNC.pdf, Fecha de consulta 18 de enero del 2015
- [10] Componentes de una instalación solar fotovoltaica, <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>, Fecha de consulta: 18 de enero del 2015
- [11] Capitulo 1 Radiación solar, <http://www.enalmex.com/docpdf/libro/ch01.pdf.pdf>, Fecha de consulta: 19 de enero del 2015.
- [12] Palomino Álvaro, Análisis de los datos técnicos de los inversores, fotovoltaicos de conexión a red, http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16894/TFG_Alvaro_Palomino_Estebarez.pdf?sequence=1, Fecha de consulta: 19 de enero del 2015
- [13] Calefacción Solar, Beneficios de un medidor direccional, <http://calefaccion-solar.com/beneficios-de-un-medidor-bidireccional.html>, Fecha de consulta: 20 de enero del 2015

- [14] Alonso María del Carmen, El generador fotovoltaico, Modulo: Energía solar fotovoltaica, Fecha de consulta: 21 de enero del 2015
- [15] IDAE, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf, Fecha de consulta: 21 de enero del 2015
- [16] Hoerning German, dimensionamiento de instalaciones fotovoltaica, http://www.jmc.usm.cl/wp-content/files_mf/Celdas-Fotovoltaicas-11.pdf, Fecha de consulta: 21 de enero del 2015
- [17] Díaz Tomás y Carmona Guadalupe, Libro de Instalaciones Solares Fotovoltaicas, Seguridad y Protecciones en la Instalación, Fecha de consulta: 21 de enero del 2015
- [18] Mora German, ÁRBOL SOLAR UTN, ABASTECIDO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y DISEÑO DE SOFTWARE DE CONTROL ENERGÉTICO, <http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/2014/03/te31.pdf>, Fecha de consulta: 21 de enero del 2015
- [19] GoogleMaps, <https://www.google.com.ec/maps/place/2%C2%B010'44.3%22S+79%C2%B049'28.9%22W/@-2.178965,-79.824694,18z/data=!3m1!4b1!4m2!3m1!1s0x0:0x0?hl=es>, Fecha de consulta: 27 de enero del 2015
- [20] Base de datos CNEL Guayas – Los Ríos, Fecha de consulta: 27 de enero del 2015

- [21] Proviento, Paneles Solares, [http://www.proviento.com.ec/SM660-\(230-250W\).pdf](http://www.proviento.com.ec/SM660-(230-250W).pdf), Fecha de consulta: 4 de febrero del 2015
- [22] Power One, Especificación general modelo centralizado, http://www.eborx.com/download/en/powerone/central-lite/pvi-250.0_500.0_es.pdf, Fecha de consulta: 4 de febrero del 2015
- [23] Sistemas Solares Fotovoltaicos, <http://pvshop.eu/ABB-Power-One-Central-PVI-Lite-250-500-TL-PV-Solar-Inverter.html>, Fecha de consulta: 4 de febrero del 2015
- [24] Cajas Supervisoras de cadenas de paneles, Power Electronics, <http://power-electronics.com/es/inversoressolares/accesorios/string-supervisor/>, Fecha de consulta: 4 de febrero del 2015
- [25] Salvador Alonso y Molina, PROYECTO FOTOVOLTAICO BRINEFORCORP-CABAL ENERGY. 999 MWac, <https://es.scribd.com/doc/252534302/ARTICULO-ENERGYFUTUR-BRINEFORCORP>, Fecha de consulta: 04 de febrero del 2015
- [26] Unasur Energia, Estructuras, <http://es.slideshare.net/Unasur-Energia/estructuras-de-soporte-para-paneles-solares>, Fecha de consulta: 06 de febrero del 2015
- [27] Bibliocad, http://www.lorenz.de/pdf/lorenz_sm_la-series_positivegrounding_es.pdf, Fecha de consulta: 07 de febrero del 2015

[28] Ramirez Roberto, instala y mantiene redes de acuerdo a estándares oficiales, <http://robertoramirezlopez.blogspot.com/2012/10/que-es-una-canaleta-es-un-canal-que.html>, Fecha de consulta: 07 de febrero del 2015

[29] Electrocables, Catálogo de productos, <https://es.scribd.com/doc/37527502/Catalogo-Electrocables>, Fecha de consulta: 07 de febrero del 2015

[30] Nasa, Radiación Solar, <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=-2.177959&lon=-79.825383&submit=Submit>, Fecha de consulta: 08 de febrero del 2015

[31] NEC-11, Capitulo 14 Energias Renovables, <http://www.cimeg.org.ec/normasnec/NEC2011-CAP.14-ENERGIAS%20RENOVABLES-021412.pdf>, Fecha de consulta: 08 de febrero del 2015

[32] EVE, La energía solar fotovoltaica en el país Vasco, <http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=644626235050>, Fecha de consulta: 20 de febrero del 2015

[33] Yingli Solar, Paneles Solares, http://d9no22y7yqre8.cloudfront.net/assets/uploads/products/downloads/Ficha%20Tecnica_YGE%2060%20Cell.pdf, Fecha de consulta: 26 de febrero del 2015

- [34] Delas Francisco, Instalación solar fotovoltaica de 100kW de conexión a red en Lorca Murcia, <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4a44ef1fa2d91.pdf>, Fecha de consulta: 01 de marzo del 2015
- [35] CONELEC, Pliegos y cargos tarifarios año 2014, http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10709_Cargos%20Tarifarios.pdf, Fecha de consulta: 01 de marzo del 2015
- [36] Banco Central del Ecuador, Tasa de interés abril 2015, <http://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>, Fecha de consulta: 22 de abril del 2015
- [37] Ministerio de Ciencia y Tecnología, Redes subterráneas para distribución en baja tensión, http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/ITC_BT_07.pdf, Fecha de consulta: 10 de marzo del 2015
- [38] Márquez Angel, Requisitos para interconectar los sistemas fotovoltaicos a la red de distribución de Ecuador, <http://dspace.ucacue.edu.ec/bitstream/reducacue/5651/1/Monografia-REQUISITOS%20PARA%20INTERCONECTAR%20LOS%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS%20A%20LA%20RED%20DE%20DISTRIBUCI%C3%93N%20DE%20ECUADOR-AngelM%C3%A1rquezRuiz.pdf>, Fecha de consulta: 16 de marzo del 2015

[39] CONELEC, REGULACIÓN No. CONELEC – 001/13,
http://www.conelec.gob.ec/normativa/REGULACION%20001_13_CODIFICA
DA.pdf, Fecha de consulta: 22 de abril del 2015