



**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 EDIFICIO DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA EN  
LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y  
ECONÓMICA”

**INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN**

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

**Sofía Lissette Parrales Vásquez**

**Kevin Andrés Vallejo Lozano**

**Guayaquil - Ecuador**

**2015**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por darnos la bendición y el privilegio de vivir cada día sanos y con ganas de salir adelante.

A nuestros padres que han sido el principal motor en nuestras vidas porque gracias a ellos y a su esfuerzo gozamos del privilegio de estudio y de esta manera hemos alcanzado así nuestros objetivos planeados.

A nuestro director, Ing. Jorge Montealegre por sus conocimientos impartidos y por la ayuda y guía en la elaboración de este proyecto final de grado. Al Ing. Douglas Aguirre, por su gran aporte en la elaboración de este trabajo.

A todas aquellas personas que de alguna u otra manera fueron un aporte para que los objetivos planteados en el presente proyecto se cumplieran de la mejor manera posible.

## DEDICATORIA

A Dios, por bendecirme y haber puesto en mi camino gente maravillosa que me han ayudado a crecer profesionalmente y sobre todo como persona.

A mis padres por ser ejemplo para mi vida, por apoyarme en cada decisión tomada y por enseñarme que ningún logro te llena por completo si no hay esfuerzos detrás de él.

A mis hermanos por cuidarme, estar conmigo en el día a día y no dejarme caer nunca.

Sofía Parrales Vásquez

A mis padres Virginia y Rosendo, por todos sus esfuerzos y sacrificios, por brindarme su comprensión y apoyo absoluto en el transcurso de mi carrera, pero sobre todo por su amor incondicional durante toda mi vida.

A mis hermanos Paúl, Dorita y Ronald, por cuidarme y apoyarme siempre, por estar conmigo en las buenas y en las malas y por ser un ejemplo de lucha en el día a día.

A mi amada esposa Erika quien ha estado conmigo durante toda mi carrera, amiga y compañera inseparable, fuente de amor y felicidad infinita.

A mi hija, Noelia, luz de mi vida, para quien ningún sacrificio será suficiente, mi principal motivación y ganas de salir adelante.

A mis sobrinos, los mejores regalos que me han podido dar mis hermanos.

Kevin Vallejo Lozano

## **TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

Ing. Jorge Montealegre

PROFESOR DE LA MATERIA DE GRADUACIÓN

---

Ing. Douglas Aguirre

PROFESOR DELEGADO POR LA UNIDAD ACADÉMICA

## **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)

---

**SOFÍA LISSETTE PARRALES VÁSQUEZ**

---

**KEVIN ANDRÉS VALLEJO LOZANO**

## RESUMEN

El presente trabajo consiste en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red implementada en entidades de administración pública en el Ecuador y su posterior estudio de viabilidad técnica y económica.

El estudio y diseño del proyecto se fundamenta en los beneficios tanto ambientales como técnicos que presenta la integración de esta tecnología a la matriz energética del país.

El capítulo 1 describe los antecedentes de las energías renovables implementadas en Ecuador, la justificación y objetivos planteados del proyecto. En el capítulo 2 y 3 se detallan los conceptos teóricos relacionados a la instalación fotovoltaica y sus componentes principales.

En el capítulo 4 se realiza el cálculo de dimensionamiento de la instalación fotovoltaica tomando en cuenta características técnicas y meteorológicas que afectan tanto directa como indirectamente al sistema.

Finalmente se analiza la viabilidad técnica del proyecto y rentabilidad económica que presenta el mismo desde dos puntos de vista: el primero considerando que la instalación tiene como finalidad únicamente reducir la

demanda de energía eléctrica del cliente en el punto de conexión; y el segundo de tal manera que la instalación sea asignada a entregar la energía a la red y vender dicha producción sujetándose a la Regulación de CONELEC 004/11.

Así se concluye que para que exista rentabilidad en este tipo de proyectos y estos puedan ser desarrollados a gran escala en cualquier parte del país, se debe considerar la opción de vender la energía producida por el sistema fotovoltaico a la red.



## ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO .....	II
DEDICATORIA .....	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	V
DECLARACIÓN EXPRESA .....	VI
RESUMEN .....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA .....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
CAPÍTULO 1 .....	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 .....	6
1.4 Metodología .....	7
CAPÍTULO 2.....	9
2 MARCO TEÓRICO .....	9
2.1 Fuentes de energía .....	9

2.1.1	El sol.....	10
2.1.2	Energías no Renovables .....	10
2.1.3	Energías Renovables .....	12
CAPÍTULO 3.....		20
3	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	20
3.1	Radiación Solar.....	20
3.1.1	Tipos de Radiación Solar.....	21
3.1.2	Movimiento del sol .....	22
3.2	Descripción de sistemas fotovoltaicos .....	25
3.2.1	Sistemas aislados.....	25
3.2.2	Sistemas conectados a la red.....	26
3.3	Conversión de energía Solar en Electricidad .....	26
3.3.1	Efecto Fotoeléctrico .....	26
3.3.2	Células Fotovoltaicas.....	27
3.3.3	Paneles Fotovoltaicos.....	30
3.3.4	Curvas características .....	31
3.4	Componentes de los sistemas fotovoltaicos .....	34
3.4.1	Generador fotovoltaico .....	34
3.4.2	Regulador de carga .....	35
3.4.3	Sistema de acumulación.....	35
3.4.4	Inversor.....	36
3.4.5	Elementos de protección del circuito .....	38

3.4.6	El cableado .....	38
3.4.7	Contador de energía.....	39
3.5	Pérdidas en sistemas fotovoltaicos .....	39
CAPÍTULO 4.....		42
4 DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED.....		42
4.1	Ubicación geográfica de la instalación .....	42
4.2	Características técnicas de equipos principales .....	45
4.2.1	Panel Solar .....	45
4.2.2	Inversor.....	47
4.3	Dimensionamiento y configuración del generador fotovoltaico ...	48
4.4	Cálculo de radiación solar y producción de energía fotovoltaica	52
4.4.1	Radiación Solar Efectiva.....	52
4.4.2	Producción de Energía Solar Fotovoltaica.....	57
4.5	Estructura y distribución física de la instalación.....	59
4.5.1	Distancia entre paneles .....	59
4.6	Elementos de protección y seccionamiento .....	63
4.7	Cálculo de pérdidas en el sistema fotovoltaico .....	64
4.7.1	Pérdidas por temperatura .....	64
4.7.2	Pérdidas por inclinación.....	67
4.7.3	Pérdidas por polvo y suciedad.....	67
4.7.4	Pérdidas por cableado.....	67

4.7.4.1	Pérdidas en CC.....	67
4.7.4.2	Pérdidas en CA.....	71
4.7.5	Pérdidas por sombra .....	76
4.7.6	Pérdidas por conexionado .....	78
4.7.7	Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.....	78
4.8	Performance ratio del sistema fotovoltaico .....	79
CAPÍTULO 5.....		81
5	VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA .....	81
5.1	Análisis técnico .....	82
5.2	Análisis económico .....	84
5.2.1	Inversión inicial .....	85
5.2.2	Costos anuales.....	91
5.2.3	Ingresos .....	92
5.2.4	Cálculo de Flujo de Caja.....	94
5.2.5	Criterio del valor actual neto y la tasa interna de retorno..	101
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		104
BIBLIOGRAFÍA.....		109
Anexos.....		111

## ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

CA / AC	Corriente alterna
CC	Corriente Continua
CONELEC	CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
Ctv	Centavo
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
Etc	Etcétera
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral: ESPOL
EMD	Energía Mensual Disponible [MWh/mes]
EFE	Energía Fotovoltaica Efectiva mensual [MWh/mes]
FCNM	Facultad de Ciencias Naturales y Matemáticas
FIEC	Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación
Glb	Global
HPS.	Horas Pico Solar
I	Corriente
I <sub>sc</sub>	Corriente de corto circuito
I <sub>máx.</sub>	Corriente que el módulo entrega a potencia máxima
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
I <sub>max</sub> CC	Corriente máxima a Corriente Continua
kWh	Kilovatio Hora

KW	Kilovatio
Km	Kilómetros
KV	Kilovoltio
KWp	Kilovatio Pico
MW	Megavatio
MOSFET	Metal-oxide-semiconductor Field-effect transistor
NASA	National Aeronautics and Space Administration -
NEC	Norma Ecuatoriana de la Construcción
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PR	Performance ratio o Coeficiente de Rendimiento
Pcs	Pieza
RSDI	Radiación Solar Diaria Inclined [kWh/m <sup>2</sup> dia]
SMA	SMA Solar Technology AG
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
SIN	Sistema Nacional Interconectado
STC	Medición de potencia en condiciones estándar
TIR	Tasa Interna De Retorno
THHN	Thermoplastic High Heat Nylon
V	Voltios
Vca	Tensión de circuito abierto
V <sub>máx.</sub>	Tensión que el módulo entrega a potencia máxima
V max límite	Voltaje límite máximo del inversor

$V_{max \text{ de ent}}$	Voltaje máximo de entrada del inversor
$V_{min \text{ de ent}}$	Voltaje mínimo de entrada del inversor
$V_{pmp}$	Voltaje Pico a Máxima Potencia
VAN	Valor Actual Neto
W	Vatios Watts
XLPE	Polietileno Reticulado
°C	Grados centígrados
m <sup>2</sup>	Metros cuadrados
$\alpha$	Altura Solar
$\psi$	Azimut Solar
$N_T$	Número de paneles en serie
$N_p$	Número de ramales en paralelo de paneles
$N_T$	Número total de paneles
$\gamma$	azimut de los paneles
$RS_{mes}$	Radiación Solar Mensual [kWh/m <sup>2</sup> ]
$K_{mes}$	Factor de corrección según mes e inclinación.
$\eta_{panel}$	Eficiencia del panel
$\beta$	Angulo de altura solar
h	Proyección vertical del panel [m]
$\beta_p$	Coeficiente de Temperatura para Pmax
$T_c$	Temperatura de operación del módulo [°C]
$T_{ref}$	Temperatura de referencia del módulo igual a 25 [°C]

$T_a$	Temperatura ambiente [°C]
TONC	Temperatura de operación nominal del módulo [°C]
$E$	Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ]
$\eta_{temp}$	Eficiencia por temperatura
$E$	Irradiancia
$\eta_{inclin}$	Eficiencia por pérdidas de inclinación
$\eta_{polvo}$	Eficiencia por pérdidas del polvo y suciedad
%CV	Caída de Voltaje o Tensión Absoluta [V]
CV	Caída de Voltaje o Tensión [V]
$P_{PMP}$	Potencia al punto de máxima potencia [W]
$V_{PMP}$	Voltaje al punto de máxima potencia [V]
$S$	Sección transversal del conductor [mm <sup>2</sup> ]
$I_{cc}$	Corriente de Cortocircuito [A]
fp	Factor de potencia
km	Kilómetros
$I_{nominal}$	Corriente nominal [A]
$\Delta P$	Perdida de Potencia [W]
AWG	American Wire Gauge (calibre de alambre estadounidense)
$\eta_{TRAFO}$	Eficiencia del transformador
$\eta_{conexionado}$	Eficiencia Por conexionado
$\eta_{NCPN}$	Eficiencia por no cumplimiento de la potencia nominal
$I_0$	Valor correspondiente a la inversión inicial



$F_t$	Flujo de caja anual en el periodo t
$r$	Tasa de Activa Referencial, Coste de Oportunidad.
$n$	Duración del proyecto

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Posición del Sol. Altura y azimut Solar .....	23
Figura 3.2 Traslación de la Tierra alrededor del sol.....	23
Figura 3.3 Trayectoria del Sol.....	24
Figura 3.4 Azimut vs. Altura Solar en la ciudad de Quito.....	24
Figura 3.5 Explicación del funcionamiento de una célula solar fotovoltaica..	28
Figura 3.6 Curva intensidad vs. Tensión de una célula .....	31
Figura 3.7 Curvas I vs V. ....	33
Figura 4.1 Ubicación Geográfica de la instalación fotovoltaica.....	43
Figura 4.2 Localización del espacio geográfico de la instalación fotovoltaica	44
Figura 4.3 Características Eléctricas a STC. Panel Yingli Solar .....	45
Figura 4.4 Características Físicas. Panel Yingli Solar .....	46
Figura 4.5 Datos Técnicos. Inversor SUNNY TRIPOWER .....	47
Figura 4.6 Inversor SUNNY TRIPOWER.....	48
Figura 4.7 Datos de Radiación Solar Lat. $-2.145^{\circ}$ Long. $-79.967^{\circ}$ .....	52
Figura 4.8 Esquema de cálculo de la distancia mínima entre paneles .....	59
Figura 4.9 Distribución de los paneles por mesa .....	61
Figura 4.10 Distribución de los paneles en la planta.....	61
Figura 4.11 Conexión entre cada mesa y el StringBox .....	68
Figura 4.12 Efecto de Sombra. Fecha: 21 de marzo Hora: 07h15.....	77
Figura 4.13 Derrateo por sombra (software).....	78

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Capacidad de Potencia en CA .....	49
Tabla 4.2 Valores límites del grupo de inversor en CC .....	49
Tabla 4.3 $V_{pmp}$ a diferentes temperaturas .....	50
Tabla 4.4 Radiación Solar media en la ciudad de Guayaquil .....	53
Tabla 4.5 Valor K según inclinación y mes del año .....	54
Tabla 4.6 Radiación Solar inclinada ( $kWh/m^2día$ ) .....	55
Tabla 4.7 Radiación Solar Corregida ( $kWh/m^2día$ ) .....	56
Tabla 4.8 Eficiencia y área neta de instalación. ....	57
Tabla 4.9 Energía Fotovoltaica Efectiva (MWh) .....	58
Tabla 4.10 Distancias mínimas entre paneles [m] .....	60
Tabla 4.11 Pérdidas por temperatura con $E = 1000 [w/ m^2]$ .....	65
Tabla 4.12 Pérdidas por temperatura con E variable .....	66
Tabla 4.13 Pérdidas de Potencia presente en cada ramal. ....	68
Tabla 4.14 Pérdida de Potencia entre cada mesa y el StringBox .....	70
Tabla 4.15 Pérdida desde el StringBox hasta el cuarto de inversores .....	71
Tabla 4.16 Cables y características .....	72
Tabla 4.17 Selección de cable para desde el inversor hasta el transformador .....	74
Tabla 4.18 Selección de cable para desde el transformador hasta el punto de conexión a la red .....	75
Tabla 4.19 Pérdidas presentes en el arreglo fotovoltaico .....	79
Tabla 4.20 Pérdidas por cableado en CC .....	79

Tabla 4.21 Pérdidas por cableado en AC .....	79
Tabla 5.1 Presupuesto de Materiales .....	87
Tabla 5.2 Presupuesto de Ingeniería .....	88
Tabla 5.3 Presupuesto de Instalación, pruebas y puesta en marcha.....	88
Tabla 5.4 Presupuesto de Costos Indirectos .....	88
Tabla 5.5 Presupuesto Total de la Instalación Fotovoltaica.....	89
Tabla 5.6 Costo en dólares por Wp de la instalación.....	90
Tabla 5.7 Costo por mantenimiento .....	91
Tabla 5.8 Ingresos de la instalación con coste de 6.65 ctv/kWh.....	96
Tabla 5.9 Ingresos de la instalación con coste de 40.03 ctv/kWh.....	97
Tabla 5.10 Egresos de la instalación fotovoltaica .....	98
Tabla 5.11 Flujo de caja a 6.65 ctv/kWh .....	99
Tabla 5.12 Flujo de caja a 40.03 ctv/kWh .....	100

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, la generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos es un tema que se ha venido tratando con fuerza en Ecuador, esto como consecuencia de la investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía limpia que beneficien a la matriz energética del país.

La instalación fotovoltaica con generación distribuida es una tecnología que presenta numerosas ventajas en los sistemas eléctricos tales como: simple instalación, operación automática, costes bajos de operación y mantenimiento, reducción de pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, disminución de la emanación de gases de efecto invernadero entre otros.

Por tal motivo, en Ecuador se han establecido normativas y regulaciones que incentivan la instalación y el desarrollo de este tipo de sistemas con el único propósito de optimizar las condiciones del sistema eléctrico además también de mejorar las condiciones ambientales del país.

De esta manera se realiza el estudio de la implementación de un sistema fotovoltaico con generación distribuida y se analiza los beneficios que existe si dicha tecnología se lleva a cabo en una institución de administración pública.

# **CAPÍTULO 1**

## **1 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN**

### **1.1 Antecedentes**

Según las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, actualmente se cuenta con 5,246.13 MW de capacidad efectiva en generación eléctrica de las cuales 2,407.28 MW (45.89%) corresponden a energía renovable y el 54.11% pertenece a energía no renovable. Estos valores reflejan la dependencia de Ecuador frente a las fuentes de energía de origen natural limitadas, en las que su aprovechamiento trae consigo emisiones de gases contaminantes perjudiciales para el medio ambiente [1].

Así, en el 2013 se registró un alto consumo de combustibles líquidos y gas natural destinados a la producción de energía eléctrica y se emanaron a la atmósfera alrededor de 3,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> originadas en la operación de centrales térmicas [2].

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente, en Ecuador se ha puesto en marcha el cambio de la matriz Energética y Productiva impulsada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable respaldado en la Constitución de la Republica, en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico y en las regulaciones emitidas por el CONELEC, las cuales tienen como principal objetivo generar energía limpia, con el uso de recursos renovables, amigables con el medio ambiente, reduciendo así la dependencia a base de combustibles fósiles y disminuyendo la emanación de gases contaminantes para el medio ambiente [3].

Actualmente el Estado Ecuatoriano ha realizado una gran inversión en lo que respecta a construcción de centrales hidroeléctricas proyectándose así para que en el año 2016 aproximadamente el 93% de la energía producida sea de tipo hidráulica 6% térmica y 1% eólica y biomasa [2].

De igual manera considerando que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, mediante el artículo 63 manifiesta que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los energéticos no convencionales, que, es de fundamental importancia la diversificación de la matriz energética, prioritariamente con el uso de energía renovable no convencional, y que, como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados en donde no se dispone de este servicio, con el uso de la energía renovable no

convencional, el CONELEC resolvió expedir la Regulación No. 004/11 denominada “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (ERNC)” la cual tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales las cuales comprenden: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada [3]. Con esta serie de reformas y regulaciones se incentivó la implementación de centrales eléctricas de este tipo.

En febrero del 2013 entró a operar Paragachi, la primera central fotovoltaica en el Ecuador, ubicada el cantón Pimampiro en la Provincia de Imbabura. Dispone de 4160 paneles solares que ocupan aproximadamente 3.5 hectáreas, los cuales provee de una capacidad de 998 KW. Se estima que esta central tendrá una vida útil de 25 años [4].

Actualmente la energía solar (fotovoltaica) tiene una capacidad efectiva instalada de 26.37 MW que corresponde al 0.5% de la capacidad total defectiva del Ecuador.



## 1.2 Justificación

En Ecuador se ha estado incentivando la investigación y desarrollo de nuevas fuentes de Energía Renovables no Convencionales, tales como la eólica, solar termoeléctrica, corrientes marinas, biomasa, biogás, geotérmica y la solar fotovoltaica. La producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables de este tipo aportan de manera significativa a los objetivos del Estado tal como le describe el artículo a continuación: *“El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”* [5].

Cada día el desarrollo tecnológico y el crecimiento industrial contribuyen a que se incremente la demanda del sector eléctrico hasta tal punto que las centrales eléctricas instaladas podrían no abastecer el crecimiento de la demanda; como alternativa se tendría la construcción de nuevas centrales, líneas de transmisión, subestaciones, entre otros para contar así con una red más grande, lo cual resultaría muy costoso y poco eficiente, por tal motivo se está investigando la forma de obtener un mayor provecho a la red existente, una solución a este problema es la implementación de generación distribuida, la cual consiste en instalar

pequeñas centrales eléctricas cercanas a los puntos de conexión de la línea primaria a los consumidores.

Uno de los principales protagonistas de la generación distribuida son las instalaciones fotovoltaicas ya que estas no presentan muchos inconvenientes para instalarse, así mismo el sol es el único recurso que se necesita para alimentar los paneles fotovoltaicos; este tipo de instalaciones no generan contaminación, ni residuos peligrosos. Las instalaciones fotovoltaicas no requieren de un alto nivel de mantenimiento después de su instalación. Otra de las ventajas de las instalaciones fotovoltaicas en el campo aplicable a generación distribuida es que reduce considerablemente las pérdidas por transmisión y distribución que se generan por las largas distancias que hay desde los puntos de generación hasta la carga.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivos Generales**

Investigar y analizar la viabilidad técnica y económica de la implementación de pequeñas centrales fotovoltaicas de generación distribuida, implementadas en edificios de administración pública conectadas a la red y estudiar los

beneficios que presenta la integración de esta tecnología en la matriz energética del país.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Identificar las ventajas que presenta la instalación fotovoltaica con generación distribuida frente a la generación centralizada convencional.
- Analizar los parámetros físicos relacionados con radiación solar que limitan la producción de energía eléctrica en nuestra instalación para una correcta ubicación de los paneles.
- Realizar el diseño de la instalación fotovoltaica en base a condiciones que determinan y limitan el dimensionamiento de este tipo de proyectos
- Seleccionar los componentes adecuados de la instalación fotovoltaica a partir de la hoja de características proporcionada por los fabricantes.

- Conocer las características técnicas y constructivas de los equipos que conforman la instalación fotovoltaica para definir las pérdidas que están relacionadas con los mismos, para así tratar de reducir estos valores, obteniendo un sistema con mayor eficiencia.
- Analizar el beneficio económico que se puede obtener ya sea por disminución de consumo de energía, o por venta de energía producida y entregada a la red

#### **1.4 Metodología**

Para desarrollar el proyecto, primero se describe la situación actual del Ecuador frente al consumo de energías Renovables y no Renovables, luego se enfatiza en las regulaciones y normas que se han establecido con el propósito de incentivar el uso de energías renovables no convencionales para así fundamentar y justificar el desarrollo de esta tecnología.

A continuación se describe cada uno de los componentes que conforman la instalación, su funcionamiento, mantenimiento y correcta forma de uso.

Se realiza un análisis de todas las normas que establecen especificaciones de diseño y construcción aplicadas a sistemas fotovoltaicos.

Luego se realizan los cálculos y el dimensionamiento de los equipos mediante la utilización de métodos manuales y computarizados para así realizar una comparación entre resultados obtenidos y poder definir la combinación más acertada de los componentes a utilizar para garantizar un correcto desempeño del sistema.

Finalmente se define los beneficios que nos proporciona nuestro sistema fotovoltaico relacionando los costes iniciales de instalación, de operación y mantenimiento frente al ahorro o ingreso económico anual en un periodo de tiempo definido.

## **CAPÍTULO 2**

### **2 MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Fuentes de energía**

Se define como fuente de energía a toda aquella que se encuentra disponible en la naturaleza en forma de recursos y que es utilizada por la humanidad para producir trabajo o algún otro tipo de energía útil. Casi todas estas energías existentes en nuestro planeta fueron originadas por el sol.

Existen dos tipos de fuentes de energía:

- Energías no Renovables
- Energías Renovables

### **2.1.1 El sol**

El sol es una estrella que emite grandes cantidades de luz y calor, que son fuentes de energía para todos los planetas que conforman el sistema solar.

El Sol nació hace unos 4600 millones de años y le queda de vida unos 5000 millones de años, por lo que este elemento es considerado prácticamente como una fuente de energía inagotable [6].

Cada segundo 700 millones de toneladas de hidrógeno se convierten en helio y como consecuencia a esta reacción se producen en el sol 5 millones de toneladas de energía pura que hacen posible la vida en nuestro planeta [6].

La mayoría de las fuentes de energía sean estas renovables o no renovables, tienen su origen en el sol.

### **2.1.2 Energías no Renovables**

Se define como no renovable a aquella energía que se encuentra almacenada en cantidades inicialmente fijas, comúnmente en el subsuelo, su formación es un proceso que dura millones de años por lo que es considerada insustituible y actualmente existe en cantidades limitadas.

Este tipo de energía tiene un protagonismo significativo en lo que respecta a contaminación de nuestro ecosistema ya que su aprovechamiento trae como consecuencia la emanación de residuos peligrosos y altamente contaminantes para la atmósfera y la tierra (CO<sub>2</sub>, óxidos nítricos, metales pesados, etc.).

Dentro de las fuentes no renovables, se distinguen dos tipos:

a. Energía Fósil

Son aquellos combustibles que se originaron en el subsuelo a partir de la acumulación de magnas cantidades de residuos de seres vivos, hace millones de años. Los más importantes son: el petróleo y sus derivados, el gas natural y el carbón mineral; mediante el proceso de combustión se obtiene calor que produce vapor de agua muy útil en centrales térmicas o termoeléctricas. Como consecuencia se tiene la emisión de gases contaminantes como el dióxido de carbono que perjudican tanto a la atmósfera como a los seres vivos.

b. Energía Nuclear

Los combustibles nucleares principales son el uranio y el plutonio, estos elementos mediante un proceso llamado fisión nuclear, son capaces de liberar cantidades sustanciales de



energía que es aprovechada para producir energía eléctrica en centrales nucleares en procesos similares a la que se produce en las termoeléctricas. Este proceso a su vez genera residuos radioactivos muy nocivos y que permanecen durante miles de años.

### **2.1.3 Energías Renovables**

Las fuentes de energía renovable son aquellas que se pueden explotar de manera ilimitada, tienen un ciclo de vida relativamente corto por lo que se producen de manera continua y como consecuencia, su cantidad disponible en la Tierra no disminuye a medida que es aprovechada.

Este tipo de energías son respetuosas con el medio ambiente, y aunque ocasionen efectos negativos sobre el entorno, son muchos menores que los impactos ambientales de las energías no renovables, ya que no emiten gases contaminantes y no generan residuos peligrosos para el ecosistema [7].

Los principales tipos de energía renovable son:

- a. Hidráulica
- b. Eólica
- c. Biomasa

- d. Geotérmica,
- e. Solar

a. Energía Hidráulica

Consiste en el aprovechamiento de la energía en movimiento que puede adquirir una masa de agua, que ha almacenado previamente una gran cantidad de energía potencial (gran diferencia de altura) entre dos puntos, convirtiendo así la energía cinética del agua (con grandes niveles de velocidad y presión) en energía mecánica de la turbina para finalmente producir energía eléctrica con la utilización de un generador.

Del grupo de energías renovables, la hidroeléctrica es la que más se utiliza en nuestro país y económicamente es la más beneficiosa para el Estado. Esta aporta con más del 40% de la demanda del país. En el 2016 se prevé entrar en operación Coca Codo Sinclair que generará 1500 MW convirtiéndose en la central principal de generación detrás de la central Paute que actualmente es la que mayor energía entrega al país con 1100 MW [2].

Ventajas:

- Es ecológica, limpia, no contamina el medio ambiente

- El recurso útil es muy abundante
- Presenta alto rendimiento

Desventajas:

- Coste inicial elevado (infraestructuras muy caras)
- Dependencia de condiciones climáticas (flujo de agua)
- Impacto medioambiental (alteración de cauce del río)

#### b. Energía Eólica

Esta energía es desarrollada por el viento. El calentamiento diferencial de la tierra a causa del sol produce variaciones de temperatura en diferentes sitios lo que produce circulación de aire de un punto hacia otro originándose así los vientos.

Se calcula que entre el 1 y 2 por ciento de la energía del sol que incide sobre nuestro planeta se transforma en viento, aun así esta cantidad total es enorme.

Actualmente, la energía del viento se aprovecha para producir electricidad con los llamados aerogeneradores [6].

Su funcionamiento consiste en un generador eólico, que cuenta con unas palas que son movidas por la fuerza del viento, estas se encuentran acopladas mediante un sistema mecánico que

transmite la energía al generador que produce la electricidad a partir de la rotación.

Ventajas:

- No contamina el medio ambiente, no produce residuos
- Recurso ilimitado (viento)
- Tecnología necesaria para instalación es sencilla
- Pueden permitir la actividad agrícola

Desventajas:

- Ruido debido a la rotación del rotor
- Depende de condiciones climáticas (límites de velocidad de viento)
- Impacto visual
- Interferencia en medios de comunicación

En Ecuador ya existe este tipo de generación eléctrica, el principal parque eólico se encuentra en la ciudad de Loja, 11 aerogeneradores con una capacidad total instalada de 16.5 MW que aportan aproximadamente con 60 millones de kWh/año disminuyendo en 35 mil toneladas las emisiones de CO<sub>2</sub>/año, así como el consumo equivalente de combustibles en 4.5 millones de galones diesel/año, lo que corresponde a un ahorro de 13 millones de dólares anuales para el país. Este proyecto es

considerado como uno de los 9 proyectos emblemáticos que se han ejecutado en el país [8] [9].

En el Ecuador se encuentran instalados 18.9 MW correspondientes a la energía eólica, y que aportan el 0.36% de la potencia instalada.

### c. Biomasa

Se define como biomasa a todo elemento de origen orgánico vegetal o animal que almacena energía útil. La fuente de la biomasa son las plantas, las cuales absorben energía del sol para poder realizar la fotosíntesis.

Mediante la combustión sea esta directa o indirecta se puede liberar esta energía almacenada que puede ser aprovechada para la producción de otro tipo de energías como la eléctrica.

A partir de:

- Aceites
- Alcoholes
- Residuos de plantas
- Madera

Se obtiene:

- Sustitutivos del diésel

- Sustitutivos de la gasolina
- Biogás

En Ecuador se ha hecho estudios de proyectos eléctricos con biomasa, como es el proyecto de la azucarera San Carlos que pretende aprovechar del bagazo de caña de sus procesos para generar electricidad.

#### d. Geotérmica

La energía geotérmica es aquella que se encuentra en el interior de la tierra en forma de calor. El hombre puede aprovechar este gradiente térmico interno de la tierra para obtener energía.

La conversión de energía geotérmica en electricidad es similar al proceso de las termoeléctricas, produciendo vapor, que pasa a través de una turbina – generador que finalmente se convierte en electricidad.

Ventajas:

- Se encuentra en gran parte del mundo
- Energía limpia y de bajo costo
- Aplicaciones naturales (balnearios, calefacción, agricultura, acuicultura.)
- Pocos residuos

Desventajas:

- No se puede transportar.
- Contaminación térmica.
- Emisión de CO<sub>2</sub> y ácido sulfhídrico.

e. Solar

La energía solar es aquella que emite el sol en forma de luz y que es interceptada por la tierra. Necesita sistemas de captación y almacenamiento para aprovechar esta radiación de diferentes maneras:

- Energía Solar Directa

Esta energía es aprovechada directamente como luz solar, ya sea para iluminar o para captar energía térmica sea este útil de manera artesanal o para algún proceso con tecnología simple.

- Energía Solar Térmica

Aquí se produce la transformación de la radiación del sol en calor, el cual es aprovechado para calentar fluidos que circulan por estos captadores térmicos. Entre las diferentes aplicaciones tenemos: calefacción, refrigeración, sistemas para atemperar piscinas, entre otros.

- Energía Solar Fotovoltaica

Esta energía capta la radiación solar y mediante células fotovoltaicas acopladas en módulos, transforma esta energía en electricidad, dicha energía puede ser utilizada de manera directa, o almacenada en acumuladores, e incluso puede ser introducida a la red.

Ventajas:

- No produce residuos perjudiciales
- Escaso impacto ambiental
- No existe dependencia
- Bajo coste de mantenimiento
- Adaptable a cualquier parte del mundo

Desventajas:

- Pueden afectar ecosistemas (grandes extensiones ocupadas)
- Impacto visual.



## **CAPÍTULO 3**

### **3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

#### **3.1 Radiación Solar**

El sol se encuentra a una temperatura aproximada de 5600 °C, en su interior se producen una serie de reacciones nucleares que producen pérdida de masa y a su vez una gran liberación de energía que el sol transfiere hacia el exterior mediante radiación solar.

El sol tiene una radiación aproximada de 63,450,720 W/m<sup>2</sup> [10]. Hoy en día existen técnicas de medición para obtener el valor de radiación solar que incide en la atmosfera terrestre la cual se encuentra a una distancia de 149 millones de Km del sol. Este valor de radiación que llega a una unidad de superficie fuera de la atmósfera y perpendicular a los rayos del sol es conocido como constante solar (1353 W/m<sup>2</sup>), con variaciones de  $\pm 5\%$  debido a la órbita cuasi elíptica de la tierra.

A la Tierra debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión, solo le llega aproximadamente  $1/3$  de la energía total interceptada por la atmósfera, y únicamente el 30% en la superficie terrestre. Aún así, es varios miles de veces el consumo energético mundial [6].

### 3.1.1 Tipos de Radiación Solar

A causa de los fenómenos mencionados anteriormente, existen tres tipos de radiación dependiendo de la forma en que inciden los rayos sobre una superficie terrestre.

- Directa: Proviene directamente del sol sin sufrir ningún tipo de desviación.
- Difusa: Es absorbida y difundida por la atmósfera sufriendo cambios en su dirección.
- Albedo: Radiación tanto directa como difusa, se refleja en las superficies en las que incide, depende de la superficie reflectora.

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibidas por una superficie determinada dependen:

- De las condiciones meteorológicas (en días nublados la radiación dispersa es muy significativa)

- De la inclinación del área respecto al plano horizontal (una área horizontal recibe gran cantidad de radiación difusa y muy poca reflejada)
- De la presencia de superficies reflectantes (en zonas claras la reflexión es mayor)

### 3.1.2 Movimiento del sol

La trayectoria que recorre el sol, varía dependiendo de las estaciones del año, esto debido a que el eje de rotación de la tierra no es perpendicular al plano de nuestra orbita alrededor del sol (inclinación  $23.5^\circ$ ).

Para conocer la posición del Sol en un determinado momento se utiliza un sistema de coordenadas con dos ángulos definidos a continuación:

Altura Solar ( $\alpha$ ): ángulo comprendido entre la posición del sol y el eje horizontal del lugar.

Azimut Solar ( $\psi$ ): ángulo horizontal formado por la posición del sol y la dirección del sur.

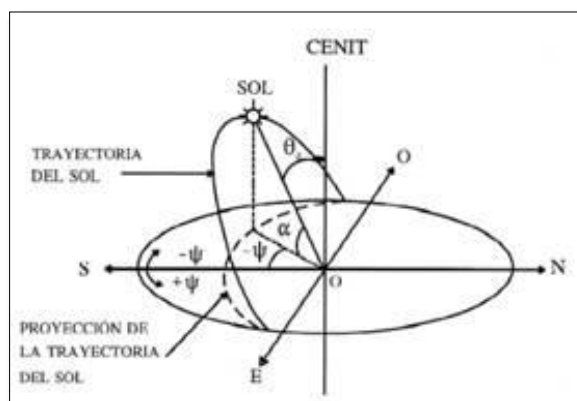


Figura 3.1 Posición del Sol. Altura y azimut Solar

Fuente: <http://www.ajpsoft.com/modules.php?name=News&file=article&sid=443>

En la figura 3.2 se muestra la posición de la Tierra según las estaciones del año y a continuación en la figura 3.3 se encuentran trazadas las trayectorias que dibuja el sol en una superficie plana con latitud  $-2.14^\circ$  longitud  $-79.9^\circ$  correspondiente a la situación geográfica de la ciudad de Guayaquil – Ecuador.

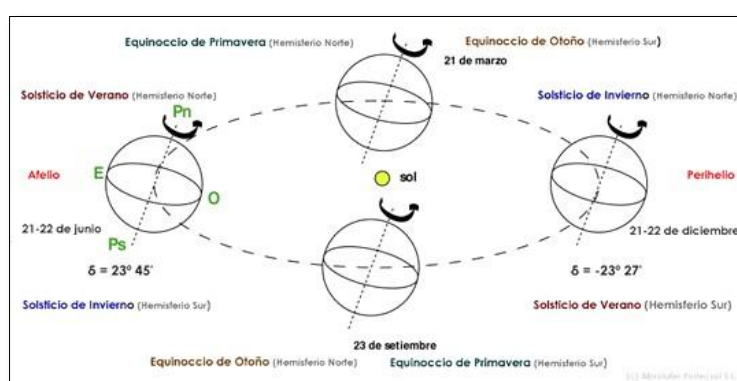


Figura 3.2 Traslación de la Tierra alrededor del sol

Fuente: <http://www.tierradelazaro.com/astro/solsticiodeinvierno.htm>

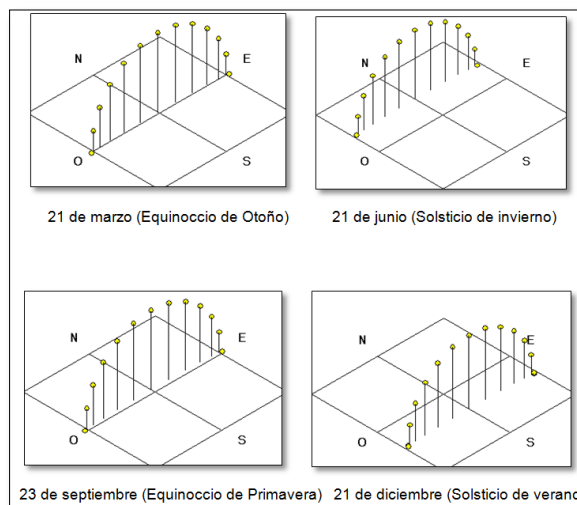


Figura 3.3 Trayectoria del Sol

Fuente. Software Geosol – V 2.0

Existen gráficas que representan los patrones del sol según la latitud y longitud a la que se encuentra determinada zona, en la figura 3.4 se muestra una representación gráfica de Azimut vs la altura solar del Sol en la ciudad de Quito.

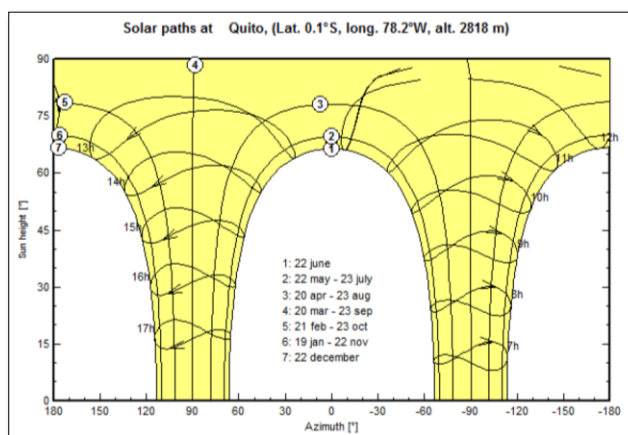


Figura 3.4 Azimut vs. Altura Solar en la ciudad de Quito

Fuente. Ret Screen 4-1

## **3.2 Descripción de sistemas fotovoltaicos**

Los sistemas fotovoltaicos están conformados por una serie de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos con el mismo objetivo de captar energía solar disponible y de transformarla en electricidad. Estos sistemas se pueden clasificar en dos categorías: aislados y conectados a la red.

### **3.2.1 Sistemas aislados**

Los sistemas fotovoltaicos aislados tienen como objetivo proporcionar electricidad a usuarios con consumos de energía relativamente bajos y que a su vez se encuentran en zonas apartadas donde la red eléctrica no llega o es de difícil acceso por lo que no es justificable el montaje de la misma para abastecer esta demanda. Normalmente están equipados con sistemas de acumulación necesarios para abastecer de energía a aquella demanda presente en horas de la tarde y noche en donde la generación fotovoltaica es muy reducida e incluso nula, teniendo en cuenta que por lo general esta demanda es superior a la presente en horas diurnas.

Los principales componentes de un sistema aislado son: Módulos fotovoltaicos, regulador de carga, inversor, sistemas de acumulación y protecciones del circuito.

### **3.2.2 Sistemas conectados a la red**

Estos sistemas tienen como objeto generar energía eléctrica para abastecer total o parcialmente la demanda propia del usuario o en otros casos inyectar y vender esta energía producida a la red. El propósito final de esta instalación dependerá mucho de la legislación y normas con las que se rija la implementación de este tipo de tecnologías, por lo que es conveniente realizar un estudio de factibilidad en ambos casos y así poder concluir en cuál de ellos resulta económicamente más factible dicha instalación.

Los principales componentes de esta instalación son: módulos fotovoltaicos, inversor para conexión a red, elementos de protección y contador de energía.

## **3.3 Conversión de energía Solar en Electricidad**

### **3.3.1 Efecto Fotoeléctrico**

El efecto fotoeléctrico o fotovoltaico consiste en la conversión de luz en electricidad. Este proceso se consigue con algunos

materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones [6]. Cuando los electrones libres son capturados, se produce una corriente eléctrica utilizada como electricidad. En la figura 3.5 se muestra como un material semiconductor (silicio), es expuesto a los rayos solares (fotones), para finalmente producir electricidad.

### **3.3.2 Células Fotovoltaicas**

Una célula está compuesta por una lámina con una delgada capa de material tipo n y otra de mayor volumen del tipo p. Mediante un conductor externo se enlaza la capa negativa a la positiva, obteniendo como resultado una corriente eléctrica que va de la zona p a la zona n.



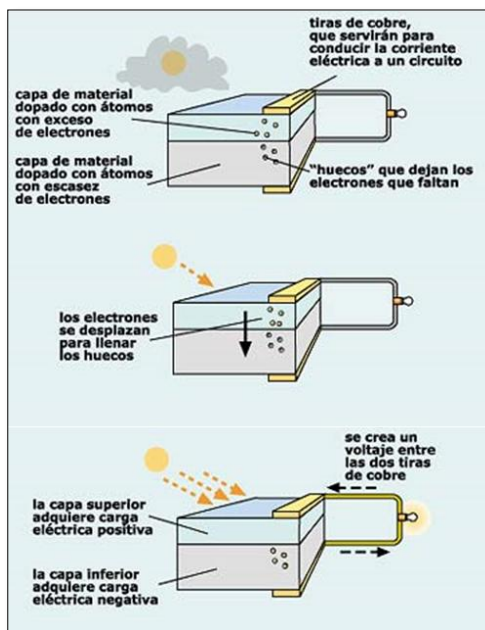


Figura 3.5 Explicación del funcionamiento de una célula solar fotovoltaica.

Fuente. Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA

La capa de material n es la superficie a iluminar, mientras mayor sea la cantidad de luz que concurra a la célula, mayor será la corriente eléctrica en el circuito.

El material más comúnmente usado para la elaboración de estas células es el silicio, elemento muy abundante que se encuentra presente en las rocas, sin embargo, debe someterse a costosos procesos para que este elemento esté apto para la aplicación fotovoltaica. Existen tres tipos de células de silicio:

### Silicio Monocristalino

- Estructura completamente ordenada
- Difícil fabricación
- Emplea mucho material caro y manufactura costosa
- Color azul oscuro
- Se fabrica en celdas cuadradas
- Eficiencia del 13% al 18%

### Silicio Policristalino

- Estable
- Menos costoso que el monocristal
- Color azul y gris
- Enlaces irregulares de las fronteras disminuyen eficiencia
- Eficiencia del 11% al 16%

### Silicio Amorfo

- Utiliza muy poco material
- Producción rápida
- Bajo costo
- Alto grado de desorden
- Color marrón
- Menor durabilidad

- Eficiencia del 4% al 8%

### 3.3.3 Paneles Fotovoltaicos

También llamados módulos o colectores, están formados por un conjunto de células conectadas con el propósito de alcanzar parámetros requeridos normalmente por los aparatos usuarios. Estos módulos son elaborados y comercializados con distintos modelos y tamaños. Así el panel presenta las siguientes características:

- Estructura sólida y manejable
- Aislamiento de las células
- Protección contra agentes externos

Uno de los principales objetivos de los módulos respecto a las células es favorecer la máxima captación solar evacuando el calor para mejorar el rendimiento [6].

Al momento de seleccionar las células para ensamblar el módulo, estas deben poseer características muy similares entre si con el propósito de no producir descompensaciones que hagan funcionar el módulo de manera ineficiente.

Por ejemplo, la corriente eléctrica de un grupo de células conectadas en serie, estará limitada por la célula que tenga menor intensidad de corriente.

Por tal motivo se llevan a cabo ensayos finales para clasificar y garantizar la igualdad de parámetros eléctricos de un grupo de células.

### 3.3.4 Curvas características

Estas curvas representan la relación existente entre la corriente y el voltaje de salida para un panel fotovoltaico (curvas I-V), el punto de operación del panel depende de factores climáticos como: Temperatura ambiente, Radiación Solar y características de la carga a alimentar.

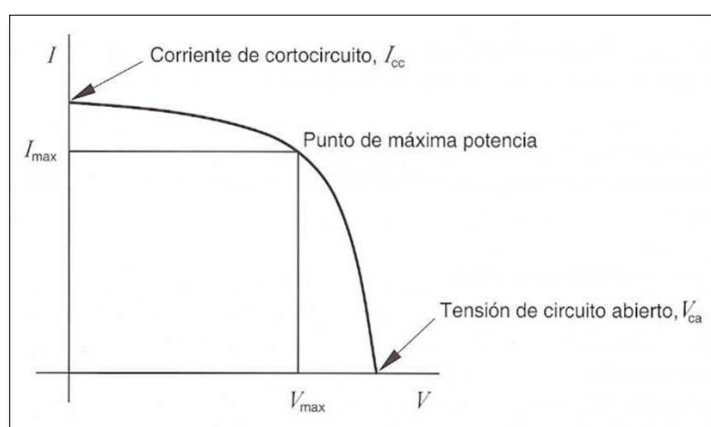


Figura 3.6 Curva intensidad vs. Tensión de una célula

Fuente. <http://www.gobiernodecanarias.org/industria/guia/FOTOVOLTAICA>

Los parámetros que definen una célula son:

Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ): es el mayor valor de corriente que entrega una célula en ausencia de tensión ( $V = 0$ )

Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ): valor máximo de voltaje cuando no existe flujo de corriente a determinado valor de temperatura y radiación.

Potencia pico: es la característica más importante, es la máxima potencia que puede entregar el panel, en este punto el producto de la intensidad por el voltaje es máximo.

$I_{m\acute{a}x.}$ : es la corriente que el módulo entrega a potencia máxima, a determinada condición de radiación y temperatura.

$V_{m\acute{a}x.}$ : tensión que el módulo entrega a potencia máxima, a determinada condición de radiación y temperatura.

El coeficiente de temperatura para  $P_{max}$  viene expresado en  $\%P/^{\circ}C$  y es un índice que debe tomarse muy en cuenta al momento de realizar el dimensionamiento de la instalación. En la figura 3.7 se muestran variaciones de curvas de  $I$  vs.  $V$  de un módulo en particular dependiendo de los parámetros tanto de radiación solar como de temperatura. Aquí se observa que la tensión de funcionamiento depende de la temperatura del módulo mientras que la corriente de operación es proporcional a la radiación y superficie del módulo.

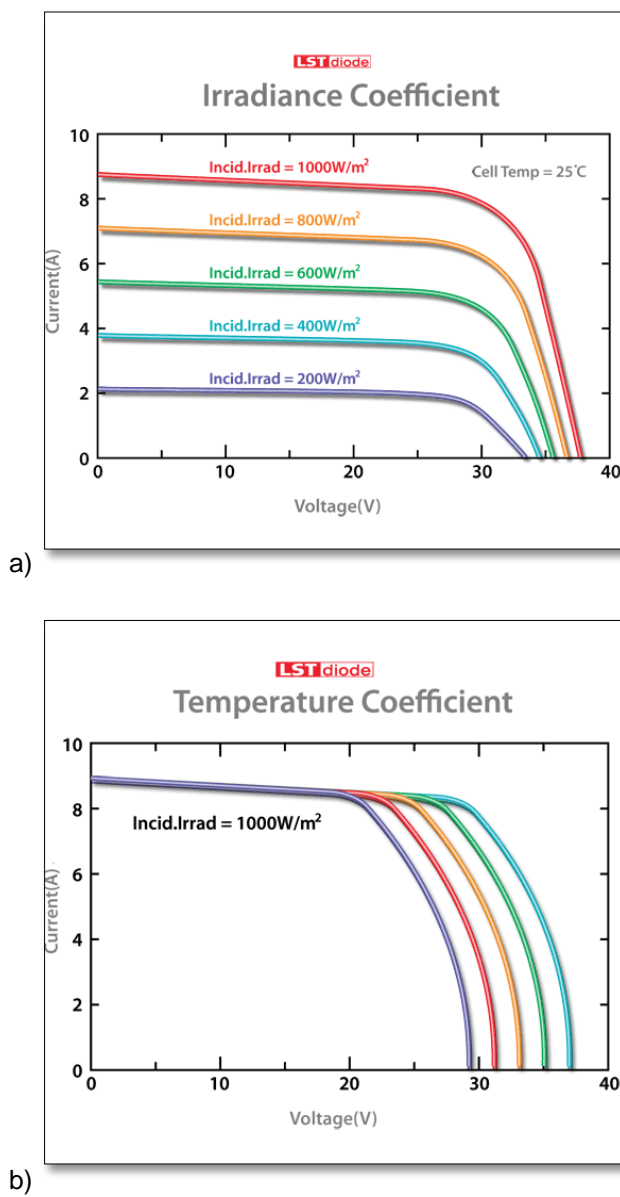


Figura 3.7 Curvas I vs V. a) A temperatura constante y radiación solar incidente variable y b) Con radiación constante y temperatura variable.

Fuente. LST Diode. [http://www.lstdiode.com/pv\\_modules.php](http://www.lstdiode.com/pv_modules.php)

### 3.4 Componentes de los sistemas fotovoltaicos

#### 3.4.1 Generador fotovoltaico

Es el conjunto de módulos o paneles necesarios para producir la energía eléctrica solicitada, y la configuración, esto es, la conexión ya sea en serie o paralelo de estos elementos depende de las características de funcionamiento ya sea de tensión o corriente requeridas. Al conectar un grupo de paneles solares en serie se forma lo que se denomina “ramal”, así con más ramales en paralelo, se puede obtener la potencia eléctrica deseada.

Por lo general este grupo de paneles se encuentran montados sobre una estructura que de soporte y seguridad a la instalación incluso cuando existan condiciones climáticas adversas (fuertes vientos, lluvias, nieve).

El generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Carga eléctrica demandada
- Potencia pico
- Posibilidad de conexión a la red eléctrica
- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo
- Características arquitectónicas específicas del edificio o terreno

- Características eléctricas específicas de la carga

### **3.4.2 Regulador de carga**

Este equipo sirve para regular el paso de electricidad desde los paneles a los puntos de consumo o a la batería, evitando que esta última no sufra descargas fuera de los límites admisibles, evitando el deterioro inmediato de las baterías. Si el regulador no realiza una correcta regulación, las baterías sufren mucho debido al constante proceso de carga y descarga de las mismas. El regulador controla el voltaje y la corriente, además también nos proporciona información sobre proceso carga y descarga y en protección contra carga excesiva.

### **3.4.3 Sistema de acumulación**

Las baterías o sistemas de acumulación son dispositivos electroquímicos capaces de transformar una energía potencial química en eléctrica [6].

Tienen como propósito el acumular energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para que pueda ser utilizado en periodos en donde no existe generación y se necesite abastecer determinada carga.



Casi toda la gama de baterías son similares en su construcción y están compuestas por celdas electroquímicas.

Estas baterías tienen que cumplir algunos requisitos para su funcionamiento óptimo en la instalación, estos son: bajo mantenimiento, elevado número de ciclos de carga-descarga, bajo valor de auto descarga y alta vida útil. Actualmente las baterías más comúnmente usadas son las de Plomo-Ácido con una gran duración (4 – 6 años), y con un bajo requisito de mantenimiento.

#### **3.4.4 Inversor**

También llamado convertidor, sirve para transformar la corriente continua (12V, 24 V, 48V,...) recibida desde los paneles, en corriente alterna (220 V), para alimentar nuestro sistema o introducirlo a la red. Es el componente más importante de los sistemas conectados a red, ya que establece el punto de operación máximo de corriente permitido del conjunto de módulos y optimiza el paso de energía entre el panel y la carga. Se basan en el uso de dispositivos electrónicos que actúan como interruptores que permiten interrumpir y conmutar su polaridad, así mismo este dispositivo fija el punto de operación del sistema

fotovoltaico de tal manera que se produzca la mayor cantidad de energía eléctrica admitida.

Dependiendo del tipo de instalación, se pueden elegir dos tipos de inversores:

- Instalaciones conectadas a la Red de Distribución

Toman como referencia las señales de la red eléctrica para realizar la conmutación, en este caso ambos el inversor y la red deben tener las mismas formas de onda para realizar el enlace.

La conmutación la realizan mediante tiristores

- Instalaciones aisladas de la Red de Distribución

Su conmutación es automática (conmutación forzada) y no depende de parámetros externos ya que ellos generan su propia onda sinusoidal para alimentar a su carga. Usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor como los IGBT y MOSFET.

Estos inversores deben llevar protección contra sobrecarga del sistema, sobre voltaje o bajo voltaje, variaciones de frecuencia, exceso de temperatura, batería baja, inversión de polaridad, etc.

### **3.4.5 Elementos de protección del circuito**

Los SFV deben proveer todos los elementos de protección comunes de las instalaciones eléctricas contra sobre voltajes, sobre intensidades, corto circuitos, desconexión automática en caso de variaciones de los parámetros de la red (para instalaciones conectadas a red), inducción de corrientes de tierra, etc. Los sistemas de protección se sujetaran a la Norma Ecuatoriana [11].

### **3.4.6 El cableado**

El calibre de los diferentes conductores se debe ceñir a los requerimientos eléctricos de ampacidad, caída de voltaje y seguridad en cada parte del sistema.

Los cables internos de los paneles fotovoltaicos que salen desde la caja de conexión, deberán cumplir con al menos una de las normas: Código Eléctrico Ecuatoriano, NEC 2008 / UL Type PV, UL4703, USE-2, UNE 21123, UNE 20.460-5-52, UTE C 32-502.

Los cables externos deberán ser aptos para operar a la intemperie según el Código Eléctrico Ecuatoriano, o la norma internacional IEC 60811 [10] [11].

### **3.4.7 Contador de energía**

Los contadores de energía son dispositivos que suman o integran el producto de la corriente y voltaje a través del tiempo. En instalaciones conectadas a la red es importante el uso de un contador de energía ya que permite registrar la energía que se está generando en un periodo de tiempo. Para así verificar los valores de producción de electricidad reales con los estimados y poder obtener valores de eficiencia de nuestra instalación.

### **3.5 Pérdidas en sistemas fotovoltaicos**

Las pérdidas se las puede citar de la siguiente manera:

1. Pérdidas por temperatura

Estas pérdidas se encuentran alrededor de un 4 a 5% por cada 10°C de aumento en la temperatura.

2. Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Esto es debido a que no todos los paneles poseen las mismas características al estar compuestas de células distintas de otras.

Están entre el 3 – 5% de la potencia nominal.

### 3. Pérdidas por conexionado

Se presentan este tipo de pérdidas a causa de realizar conexiones con paneles de diferentes características. Suelen estar en el rango del 1% al 4%.

### 4. Pérdidas por sombra

A causa de sombras existentes en los alrededores de la instalación fotovoltaica, estas pérdidas varían según la ubicación del sol durante el día. Este valor está en un 3% aproximadamente.

### 5. Pérdidas por polvo y suciedad

Cuando se instalan los paneles fotovoltaicos, se presentan este tipo de pérdidas debido a las condiciones del entorno, las cuales son inevitables. Los valores típicos son inferiores al 4%.

### 6. Pérdidas angulares

Dado que los paneles generan la mayor producción de energía solar cuando se encuentran perpendicular a los rayos solares, existen pérdidas a causa de la inclinación de dichos paneles las cuales pueden variar entre el 1% y 7% de la instalación.

### 7. Pérdidas por rendimiento de inversor

El inversor presenta valores de rendimiento de entre 93 hasta 98%.

8. Pérdidas por rendimiento del transformador de conexión a la red

Dependiendo del transformador, estas pérdidas pueden encontrarse entre el 2% y 5%.

9. Pérdidas por cableado

Pérdidas óhmicas debido a la resistencia del conductor, presentando caídas de voltaje que representan pérdidas de alrededor del 3%.

## **CAPÍTULO 4**

### **4 DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED**

#### **4.1 Ubicación geográfica de la instalación**

Para realizar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica aplicada a un edificio de administración pública, en primer lugar se procede a elegir el lugar objetivo para colocar dicha instalación a dimensionar, para luego analizar los datos de radiación efectiva y otros factores climáticos que afectan el lugar.

El terreno cuenta con un área total disponible de 1500 m<sup>2</sup> se encuentra situado en la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), en la ciudad de Guayaquil, diagonal a los laboratorios de Química y Física de la FCNM, específicamente a 120 metros de las nuevas oficinas de la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación; dicho terreno actualmente es utilizado como parqueadero de carros de la ESPOL.

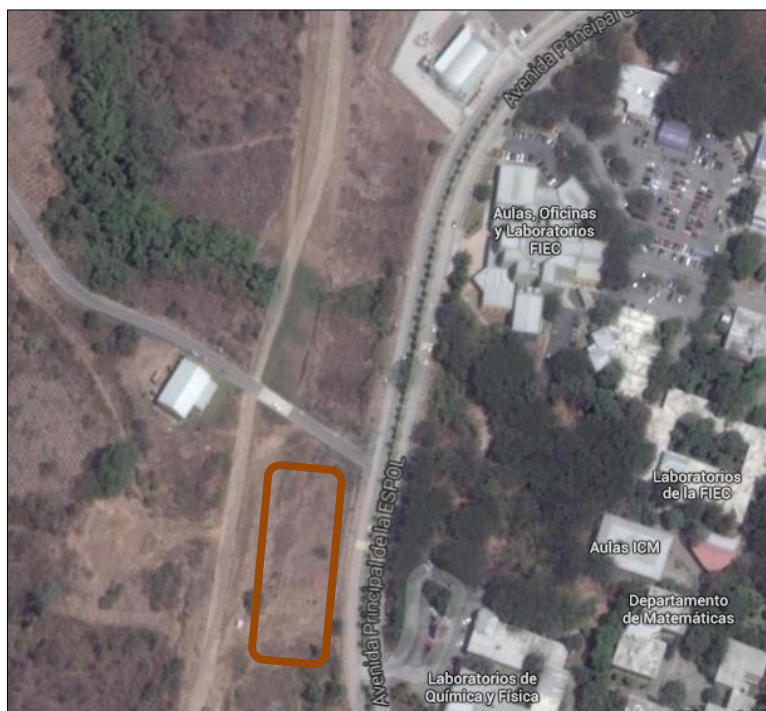


Figura 4.1 Ubicación Geográfica de la instalación fotovoltaica

Fuente. Google Maps

Es importante mencionar que uno de los principales motivos por el que se optó esta ubicación es por fines académicos, teniendo así una instalación de energía renovable disponible con la cual se podría realizar varias actividades técnicas - académicas en pro de la formación de los estudiantes de Ingeniería de ESPOL.

Otro factor favorable con las que cuenta dicho lugar, son las condiciones climáticas del mismo, registrando altas velocidades de viento las cuales son de gran importancia tanto para el barrido de polvo como para la disminución de temperatura debido al viento circulante entre paneles,



ayudando así a disminuir pérdidas por temperatura, polvo y suciedad presentes en la instalación.



Figura 4.2 Localización del espacio geográfico de la instalación fotovoltaica

Fuente. Elaboración Propia

## 4.2 Características técnicas de equipos principales

### 4.2.1 Panel Solar

El panel seleccionado para el diseño es el YGE 60 CELL SERIES 2 de la empresa china YINGLI SOLAR, este producto presenta índices de alta calidad y fiabilidad a largo plazo, y ya se han instalado un sin número de paneles alrededor del mundo. En las figuras 4.3 y 4.4 se muestran tanto características eléctricas como físicas de los módulos fotovoltaicos.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS							
Parámetros eléctricos para STC							
Tipo de Módulo			YLxxxP-29b (xxx=P <sub>max</sub> )				
Potencia de salida	P <sub>max</sub>	W	260	255	250	245	240
Tolerancia	ΔP <sub>max</sub>	W	0 / + 5				
Eficiencia del módulo	η <sub>m</sub>	%	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8
Tensión en P <sub>max</sub>	V <sub>mpp</sub>	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidad en P <sub>max</sub>	I <sub>mpp</sub>	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensión en circuito abierto	V <sub>oc</sub>	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Intensidad en cortocircuito	I <sub>sc</sub>	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC: 1000 W/m<sup>2</sup> Irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3  
Reducción media de la eficiencia relativa de 3,3% a 200 W/m<sup>2</sup> según EN 60904-1

Figura 4.3 Características Eléctricas a STC. Panel Yingli Solar

Fuente. Yingli Solar

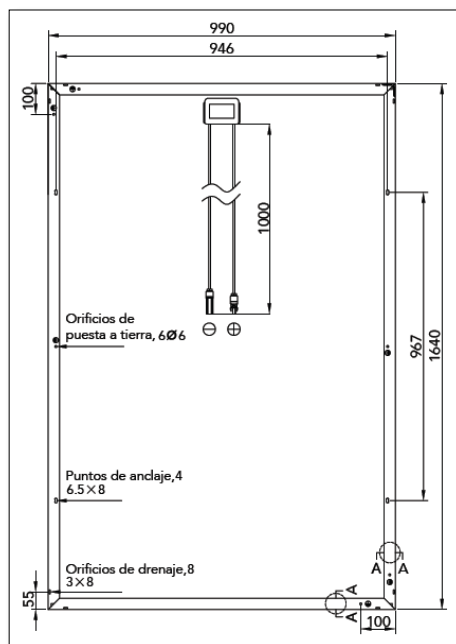


Figura 4.4 Características Físicas. Panel Yingli Solar

Fuente. [http://d9no22y7yqre8.cloudfront.net/assets/uploads/products/downloads/DS\\_YGE60Cell-30b\\_35mm\\_EU\\_SP\\_201409\\_v01.pdf](http://d9no22y7yqre8.cloudfront.net/assets/uploads/products/downloads/DS_YGE60Cell-30b_35mm_EU_SP_201409_v01.pdf)

## 4.2.2 Inversor

El inversor seleccionado es el SUNNY TRIPOWER 20000TL de la empresa alemana SMA con eficiencia máxima de 98.4%, el cual tiene características como: Concepto multistring con un amplio rango de tensión de entrada, alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles. En la figura 4.5 se detallan los datos técnicos principales del inversor seleccionado.

<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$ )	20 440 W
Tensión de entrada máx.	1 000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V - 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A;3; B:3
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20 000 W
Potencia máx. aparente de CA	20 000 VA
Tensión nominal de CA	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V - 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/-6 Hz ... +5 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida	29 A
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	0 inductivo ... 0 capacitivo
Fases de inyección/conexión	3/3
<b>Rendimiento</b>	
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	98,4%/98,0%
<b>Dispositivos de protección</b>	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62103)/categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III

Figura 4.5 Datos Técnicos. Inversor SUNNY TRIPOWER

Fuente: <http://files.sma.de/dl/24336/STP25000TL-30-DES1439W.pdf>



Figura 4.6 Inversor SUNNY TRIPOWER

Fuente. <http://files.sma.de/dl/24336/STP25000TL-30-DES1439W.pdf>

### 4.3 Dimensionamiento y configuración del generador fotovoltaico

Para definir el número total de paneles presentes en nuestra instalación, se debe realizar la configuración serie - paralelo de los módulos, la misma que está relacionada principalmente con las características del inversor el cual fija la potencia máxima de nuestra instalación.

Debido a limitaciones por área disponible, se establece un límite de potencia instalada de 80 KWp, esta potencia está dada por la capacidad del inversor. Así la tabla 4.1 muestra la cantidad de inversores a utilizar y la potencia total pico de nuestra instalación. Cabe mencionar que la decisión de escoger 4 inversores de potencia mediana a escoger uno solo de una potencia mayor, se fundamenta en la flexibilidad y confiabilidad que adquiere esta instalación al contar con varios equipos, de esta manera si uno de ellos sufre una avería, únicamente el 25% de

la instalación se vería afectada más no el total de la misma, de otra manera se incrementa la eficiencia y se alarga la vida útil de la instalación, alternando su orden de puesta en marcha y teniendo en funcionamiento únicamente los inversores necesarios para abastecer la producción de la instalación.

Tabla 4.1 Capacidad de Potencia en CA

Número de Inversores	4	[ - ]
Potencia máxima de entrada por inversor	20440	[W]
Potencia máxima de salida por inversor	20000	[W]
Potencia de Salida Total en CA	80000	[W]

Tabla 4.2 Valores límites del grupo de inversor en CC

V max limite	1000	V
Vmax de ent	800	V
Vmin de ent	320	V
I <sub>max</sub> CC	33	A
I <sub>max</sub> CC total	132	A

a) Número máximo de módulos por ramal

Se obtiene dividiendo el voltaje máximo de entrada del inversor para el voltaje de circuito abierto del módulo en condiciones a Temperatura de operación nominal de la célula (800 W/m<sup>2</sup> Irradiancia, 20°C Temperatura módulo)

$$N_s = \frac{1000V}{34.8V} = 28.7 = 28 \text{ Paneles en serie}$$

b) Número mínimo de módulos por ramal

Primero se procede a calcular el voltaje del panel en PMP a temperatura máxima, momento en el cual existe la mayor caída de tensión, para esto se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_{PMP(T_{max})} = V_{PMP(STC)} + [(T_{max} - 25^{\circ}C) * \Delta V] \quad \text{Ec.4.1}$$

Donde se obtienen los siguientes valores:

Tabla 4.3 Vpmp a diferentes temperaturas

Voltaje a Potencia Máxima en condición es STC	Vpmp(STC)	29.8	V
Relación entre la Caída de voltaje y la Variación del temp. del modulo	$\Delta V$	-0.13	V/°C
Temperatura máxima de funcionamiento	Tmax	85	°C
Voltaje a Potencia Máxima con temperatura 85°C	Vpmp(85°C)	22	V

Finalmente, con la relación entre el voltaje mínimo de entrada al conjunto de inversores, para el voltaje PMP a temperatura máxima, se obtiene el número mínimo de módulos en serie que requiere la instalación.

$$N_s = \frac{320V}{22V} = 14.54 = 15 \text{ Paneles en serie}$$

c) Número máximo de ramales en paralelo

Está definido como la relación entre la corriente de corto circuito máxima del conjunto de inversores para la corriente de cortocircuito presente por ramal (igual a la corriente de cortocircuito del módulo).

Así:

$$N_p = \frac{132}{9.09} = 14.52 = \mathbf{14 \text{ Ramales en paralelo}}$$

Por cuestión de limitación de área disponible, el número de ramales en paralelo será establecido en 12. Finalmente el número total de paneles y la potencia total instalada están dado por:

$$N_T = N_S N_p = 28 * 12 = \mathbf{336 \text{ módulos fotovoltaicos}}$$

$$\mathbf{Potencia Pico = 336 \text{ módulos} * 260 \frac{W}{\text{módulo}} = 87360 \text{ Wp}}$$



## 4.4 Cálculo de radiación solar y producción de energía fotovoltaica

### 4.4.1 Radiación Solar Efectiva

Con los datos de Latitud y Longitud del lugar (-2.145°, -79.967°), se obtiene los datos de radiación solar incidente sobre un plano horizontal utilizando la base de datos proporcionada por la NASA en su página web, además también se compara estos datos con los proporcionados por el software RETSCREEN 4.

ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER		NASA Surface meteorology and Solar Energy: <a href="#">RETScreen Data</a>				
Latitude -2.145 / Longitude -79.967 was chosen.						
	Unit	Climate data location				
Latitude	°N	-2.145				
Longitude	°E	-79.967				
Elevation	m	1073				
Heating design temperature	°C	16.30				
Cooling design temperature	°C	27.96				
Earth temperature amplitude	°C	13.92				
Frost days at site	day	0				
Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C
January	21.9	67.0%	4.49	89.5	1.8	25.7
February	21.7	72.9%	4.59	89.5	1.8	24.1
March	21.8	72.7%	5.04	89.5	1.7	24.1
April	22.2	66.8%	4.91	89.5	1.7	24.9
May	22.1	60.5%	4.51	89.6	1.9	24.7
June	21.9	54.4%	4.18	89.6	2.4	24.3
July	22.0	47.4%	4.01	89.7	2.5	24.9
August	22.7	43.9%	4.50	89.7	2.4	26.7
September	23.1	46.0%	4.74	89.6	2.2	28.3
October	23.0	50.8%	4.51	89.6	2.0	29.2
November	22.3	57.1%	4.72	89.5	2.0	28.2
December	22.1	63.4%	4.71	89.5	1.9	26.9
<b>Annual</b>	22.2	58.6%	4.58	89.6	2.0	26.0
Measured at (m)					10.0	0.0

Figura 4.7 Datos de Radiación Solar Lat. -2.145° Long. -79.967°

Fuente. Surface meteorology and Solar Energy Sitio Web NASA.

Para el dimensionamiento de la instalación se elige los datos proporcionados por el software RETSCREEN, el cual presenta

valores de radiación solar sobre un plano horizontal, inferiores a los proporcionados por la NASA, tomando en cuenta que existe una pequeña variación entre ambos datos, se define que son datos confiables y útiles para continuar con el proceso del dimensionamiento.

Tabla 4.4 Radiación Solar media en la ciudad de Guayaquil

Radiación Solar Media – Guayaquil						
	Temp. Aire	Humedad Relativa	Radiación solar G <sub>dm(0)</sub>	Presión Atm.	Vel. Viento	Temp. Tierra
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /día	kPa	m/s	°C
Enero	26.7	73.8	3.42	101.5	2.3	25.7
Febrero	26.7	79.5	4.42	101.5	2.1	24.1
Marzo	27.1	76.7	3.39	101.4	2.2	24.1
Abril	27.1	76.3	4.36	101.4	2.2	24.9
Mayo	26.4	74.1	4.33	101.5	2.5	24.7
Junio	25.2	74.6	3.58	101.6	3.2	24.3
Julio	24.4	74.8	4.36	101.6	3.4	24.9
Agosto	24.3	73.6	3.64	101.6	3.6	26.7
Septiembre	24.8	71.7	5.69	101.6	3.6	28.3
Octubre	24.9	71.8	4.17	101.6	3.6	29.2
Noviembre	25.4	70.7	3.72	101.5	3.4	28.2
Diciembre	26.4	69	4.61	101.5	3	26.9
<b>Anual</b>	<b>25.8</b>	<b>73.9</b>	<b>4.14</b>	<b>101.5</b>	<b>2.9</b>	<b>26.0</b>

Fuente. Software RETSCREEN 4.

A continuación se procede a definir el azimut ( $\gamma$ ) y el ángulo de inclinación ( $\beta$ ) de los paneles solares, teniendo en cuenta que al encontrarnos -2 grados respecto a la línea ecuatorial, es decir al

sur; se procede a orientar los paneles al norte para así aprovechar la mayor cantidad de radiación solar durante todo el año. Así definimos el azimut  $\gamma = 180^\circ$  tomando como referencia el sur.

Para definir el ángulo de inclinación óptimo ( $\beta$ ) de los paneles solares, se procede primeramente a calcular la radiación solar sobre una superficie inclinada.

En la tabla 4.5 se presenta el factor de corrección K para una latitud  $-3^\circ$  para superficies con diferentes ángulos de inclinación durante todo el año.

Tabla 4.5 Valor K según inclinación y mes del año.

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
<b>0</b>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
<b>5</b>	0.97	0.98	1.00	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1.00	0.98	0.98	0.97
<b>10</b>	0.93	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.96	0.93
<b>15</b>	0.89	0.93	0.98	1.03	1.06	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.93	0.88
<b>20</b>	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.02	0.96	0.9	0.9	0.83
<b>25</b>	0.79	0.85	0.93	1.01	1.06	1.07	1.05	1.00	0.94	0.86	0.86	0.77
<b>30</b>	0.73	0.8	0.9	0.99	1.05	1.07	1.04	0.98	0.9	0.81	0.81	0.7
<b>35</b>	0.66	0.75	0.86	0.97	1.04	1.05	1.02	0.96	0.87	0.76	0.76	0.63
<b>40</b>	0.59	0.69	0.82	0.94	1.02	1.04	1.00	0.93	0.82	0.70	0.70	0.56
<b>45</b>	0.52	0.63	0.76	0.9	0.99	1.01	0.97	0.89	0.77	0.64	0.64	0.49
<b>50</b>	0.44	0.56	0.71	0.85	0.95	0.98	0.94	0.85	0.72	0.58	0.58	0.41
<b>55</b>	0.37	0.49	0.65	0.81	0.91	0.94	0.9	0.8	0.66	0.51	0.51	0.32
<b>60</b>	0.28	0.41	0.58	0.75	0.87	0.9	0.85	0.75	0.6	0.44	0.44	0.24

Fuente. NEC 11. Norma Ecuatoriana de la Construcción. Capítulo 14 Energías Renovables

Así se plantea la siguiente ecuación 4.1 para obtener los valores de radiación solar media según la inclinación y mes del año.

$$\mathbf{Gdm(180^\circ, \beta)_{mes} = K_{mes} \times Gdm(0)_{mes} \quad \text{Ec. 4.1}}$$

Dónde:

$\mathbf{Gdm(0)_{mes}}$  : Radiación Solar sobre una superficie horizontal ( $\beta = 0^\circ$ )

$\mathbf{K_{mes}}$  : Factor de corrección según mes e inclinación.

$\mathbf{Gdm(180^\circ, \beta)_{mes}}$  : Radiación Solar sobre una superficie con inclinación  $\beta$

En la tabla 4.6 se muestran los valores de radiación solar incidente para superficies con diferente inclinación respecto a la horizontal durante todo el año.

Tabla 4.6 Radiación Solar inclinada (kWh/m<sup>2</sup>día)

HPS.- Horas Pico Solar de un día con una irradiancia ficticia de 1 kW/m<sup>2</sup>.

Inclin.	EN	FEB	MA	AB	MA	JUN	JUL	AG	SEP	OC	NO	DIC	PROM	HPS	Perd.
0	3.42	4.42	3.39	4.36	4.33	3.58	4.36	3.64	5.69	4.17	3.72	4.61	4.14	4.14	0.0%
5	3.32	4.33	3.39	4.45	4.46	3.69	4.45	3.68	5.69	4.09	3.65	4.47	4.14	4.14	0.1%
10	3.18	4.24	3.36	4.49	4.55	3.76	4.53	3.71	5.63	4.00	3.57	4.29	4.11	4.11	0.7%
15	3.04	4.11	3.32	4.49	4.59	3.79	4.58	3.71	5.58	3.88	3.46	4.06	4.05	4.05	2.2%
20	2.87	3.93	3.25	4.45	4.59	3.83	4.58	3.71	5.46	3.75	3.35	3.83	3.97	3.97	4.2%
25	2.70	3.76	3.15	4.40	4.59	3.83	4.58	3.64	5.35	3.59	3.20	3.55	3.86	3.86	6.7%
30	2.50	3.54	3.05	4.32	4.55	3.83	4.53	3.57	5.12	3.38	3.01	3.23	3.72	3.72	10.2%
35	2.26	3.32	2.92	4.23	4.50	3.76	4.45	3.49	4.95	3.17	2.83	2.90	3.56	3.56	13.9%
40	2.02	3.05	2.78	4.10	4.42	3.72	4.36	3.39	4.67	2.92	2.60	2.58	3.38	3.38	18.3%

Para seleccionar la inclinación de los paneles solares se debe elegir aquella que nos proporcione la mayor radiación solar o HPS.

Debido a la situación geográfica de Guayaquil, la mayor cantidad de radiación solar se obtiene cuando el ángulo de inclinación  $\beta$  es igual a cero respecto a la horizontal.

Al limitar las pérdidas por inclinación a valores inferiores al 5%, se tiene un rango de inclinación de los paneles solares la cual varía entre los 0 - 20°, eligiendo así el valor óptimo de  $\beta = 15^\circ$ , ya que, aunque existan pérdidas del 2.2% por inclinación, por otra parte se disminuye las pérdidas por polvo y suciedad las cuales se incrementan considerablemente a medida que el ángulo  $\beta$  se aproxima a cero.

Así la radiación solar corregida en kWh/m<sup>2</sup>día promedio por mes, con un ángulo de inclinación óptimo de  $\beta = 15^\circ$  se presenta en la tabla 4.7

Tabla 4.7 Radiación Solar Corregida (kWh/m<sup>2</sup>día)

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.	HPS	Perd.
<b>15</b>	3.04	4.11	3.32	4.49	4.59	3.79	4.58	3.71	5.58	3.88	3.46	4.06	4.05	4.05	2.2%

#### 4.4.2 Producción de Energía Solar Fotovoltaica

Una vez obtenidos los datos de radiación solar corregida y determinando el número total de paneles a colocarse en la instalación, se procede a calcular la producción de energía fotovoltaica la cual depende tanto de la eficiencia del panel solar como del área neta total con la que se dispone en dicho lugar.

Tabla 4.8 Eficiencia y área neta de instalación.

$\eta_{panel}$	16.0%	
<i>Area Panel</i>	1.624	m <sup>2</sup>
<i>Total Paneles</i>	336	u
<i>Area Total</i>	545.66	m <sup>2</sup>

Previamente se calcula la Radiación Solar Mensual la cual es equivalente al producto de la Radiación Solar Diaria Promedio por el número de días durante el mes. Así:

$$RS_{mes} = \text{días}_{mes} \times RSDI \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$EMD_{mes} = \frac{\text{Area Total} \times RS_{mes}}{1000} \quad \text{EC. 4.3}$$

$$EFE_{mes} = EMD_{mes} \times \eta_{panel} \quad \text{Ec. 4.4}$$

Dónde:

$\text{días}_{mes}$  : Número de días por mes [ - ]

$RSDI$  : Radiación Solar Diaria Inclinada [kWh/m<sup>2</sup>dia]

$RS_{mes}$  : Radiación Solar Mensual [kWh/m<sup>2</sup>]

**EMD** : Energía Mensual Disponible [MWh/mes]

**EFE** : Energía Fotovoltaica Efectiva mensual [MWh/mes]

Tabla 4.9 Energía Fotovoltaica Efectiva (MWh)

	Radiación Solar Diaria Inclínada kWh/m <sup>2</sup> día	Días / mes	Radiación Solar Mensual kWh/m <sup>2</sup>	Energía Mensual Disp. MWh/mes	Energía Fotovoltaica Efectiva (MWh)
Enero	3.0438	31	94.36	51.488	8.238
Febrero	4.1106	28	115.10	62.804	10.049
Marzo	3.3222	31	102.99	56.197	8.992
Abril	4.4908	30	134.72	73.514	11.762
Mayo	4.5898	31	142.28	77.639	12.422
Junio	3.7948	30	113.84	62.121	9.939
Julio	4.578	31	141.92	77.440	12.390
Agosto	3.7128	31	115.10	62.804	10.049
Septiembre	5.5762	30	167.29	91.282	14.605
Octubre	3.8781	31	120.22	65.600	10.496
Noviembre	3.4596	30	103.79	56.633	9.061
Diciembre	4.0568	31	125.76	68.623	10.980
<b>TOTAL</b>		<b>365</b>	<b>1477.37</b>	<b>806.15</b>	<b>128.98</b>

Según los cálculos mostrados en la tabla 4.9, la energía producida por el generador fotovoltaico sin incluir pérdidas, será de 128.98 MWh/año.

## 4.5 Estructura y distribución física de la instalación

### 4.5.1 Distancia entre paneles

Para el diseño es importante tomar en cuenta la sombra proyectada de cada panel, ya que esta sombra podría caer en la superficie de los demás paneles y afectar a la producción de energía. Es por eso que es necesario dejar una distancia prudente para que no haya pérdidas por este efecto.

Los cálculos se realizan de la siguiente forma en función de las dimensiones del panel que es 1.64 x 0.99 [m] y el ángulo de altura solar en la zona que es  $66.5^\circ$  [11].

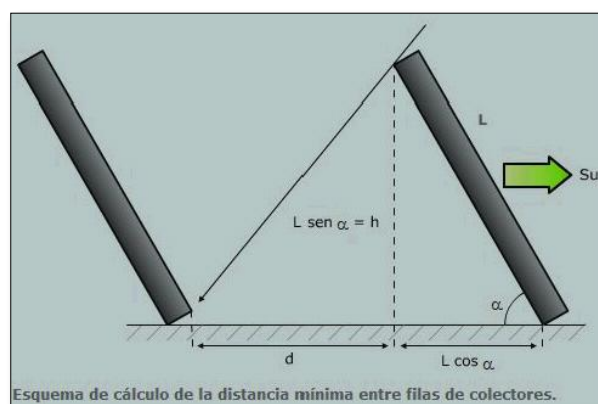


Figura 4.8 Esquema de cálculo de la distancia mínima entre paneles

Fuente. Sitio Web <http://www.cleanergysolar.com/>

$$h = L \operatorname{sen} \alpha \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$d' = L \operatorname{cos} \alpha \quad \text{Ec. 4.6}$$



$$d = \frac{h \cos \beta}{\sin \beta} \quad \text{Ec. 4.7}$$

$$d_T = d + d' \quad \text{Ec. 4.8}$$

Dónde:

- L** : Largo del panel [m]  
 **$\alpha$**  : Angulo de inclinación [grados °]  
 **$\beta$**  : Angulo de altura solar = 66,5°  
**h** : Proyección vertical del panel [m]  
**d'** : Proyección horizontal del panel [m]  
**d** : Distancia mínima entre paneles [m]  
**d<sub>T</sub>** : Distancia que ocupa cada panel [m]

Tabla 4.10 Distancias mínimas entre paneles [m]

A	0	5	10	15	20	25	30	35
h [m]	0	0.1429	0.2848	0.4245	0.5609	0.6931	0.82	0.9407
d [m]	0	0.0622	0.1238	0.1846	0.2439	0.3014	0.3565	0.409
d <sub>T</sub> [m]	1.64	1.6959	1.7389	1.7687	1.785	1.7877	1.7768	1.7524

En las normas del NEC establece que los paneles fotovoltaicos deben de tener una inclinación mínima de 5° y máxima de 15°. Con la finalidad de disminuir las pérdidas que se dan por la acumulación de polvo en los paneles se elegirá la mayor ángulo inclinación de 15°, es por eso que tenemos una distancia mínima

total de 1.77 [m]; pero para tener mejor accesibilidad a cada panel y por seguridad, teniendo en cuenta que los paneles se encontrarán a 5 [m] del suelo se elige una distancia de 2 [m] como se muestra a continuación.

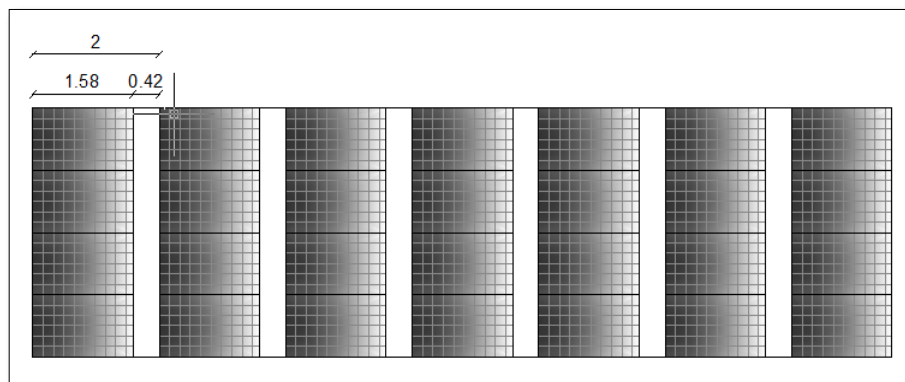


Figura 4.9 Distribución de los paneles por mesa

Nota: Los valores están dados en metros [m]

Fuente. Elaboración Propia

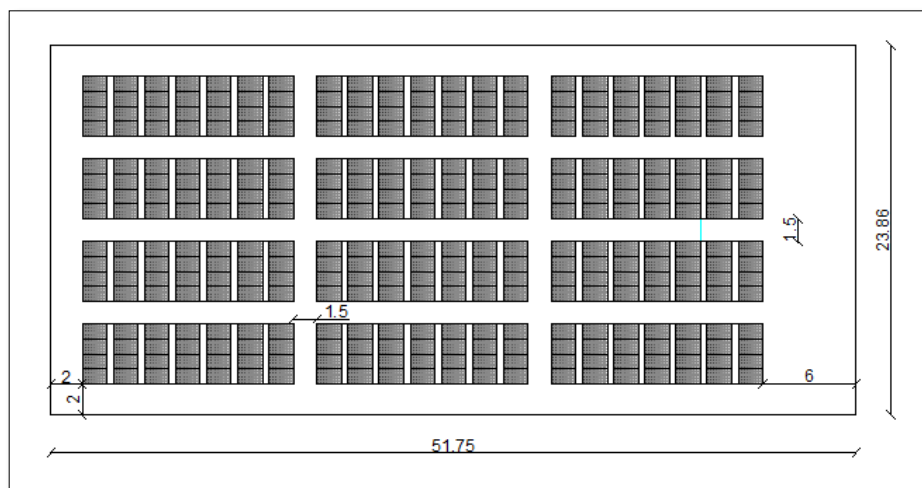


Figura 4.10 Distribución de los paneles en la planta

Nota: Los valores están dados en metros [m]

Fuente. Elaboración Propia

Finalmente tenemos que las dimensiones de nuestra planta serán 51.75 x 23.86 [m]. Considerando una distancia entre mesas de 1.5 [m], y en los bordes de la estructura 2 [m] de distancia hasta las mesas.

En la parte derecha existen 4 [m] donde se ubicaran los inversores, el transformador y equipos de protección y medición.

#### 4.6 Elementos de protección y seccionamiento

A continuación se define todos los elementos que conforman el sistema de protección y seccionamiento según la regulación NEC 2011 CAP. 14

- Puesta a tierra y conexión para voltajes de contacto y de paso producidos por fallas en el sistema menores a 120 V.
- Descargador de tensiones tanto en CC como en AC para protección de sobretensiones o algún tipo de descarga atmosférica sobre el sistema.
- Dispositivo de auto desconexión automática en ausencia de red, en el lado de corriente alterna.
- Interruptor principal en corriente alterna en baja tensión, para desconexión manual por parte de la compañía eléctrica.
- Seccionador fusible en corriente alterna en media tensión, para desconexión manual por parte de la compañía eléctrica.
- Interruptor magnetotérmico, diseñado para soportar un 25 % de sobrecarga del sistema a condiciones nominales.
- Interruptor de conexión, desconexión para propósitos de sincronización de la red con la instalación.
- Fusibles en los circuitos de salida de los paneles hacia los stringbox en caso de sobre corriente en el sistema.
- El stringbox también deberá contar con protección tanto de sobrecorriente como de sobrevoltaje en caso de falla del sistema.

## 4.7 Cálculo de pérdidas en el sistema fotovoltaico

### 4.7.1 Pérdidas por temperatura

Estas pérdidas se han calculado por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Perd}_T = \beta_p \times (T_c - T_{\text{ref}}) \quad \text{Ec. 4.9}$$

$$T_c = T_a + \frac{(T_{\text{ONC}} - 20)E}{800} \quad \text{Ec. 4.10}$$

Dónde:

$\beta_p$  : Coeficiente de Temperatura para Pmax igual a 0.42 [%/°C]

$T_c$  : Temperatura de operación del módulo [°C]

$T_{\text{ref}}$  : Temperatura de referencia del módulo igual a 25 [°C]

$T_a$  : Temperatura ambiente [°C]

$T_{\text{ONC}}$  : Temperatura de operación nominal del módulo [°C]

$E$  : Irradiancia [W/m<sup>2</sup>]

$\text{Perd}_T$  : Pérdidas por temperatura [%]

A continuación en las tablas 4.11 y 4.12 se muestran las pérdidas por temperatura obtenidas tanto para a) irradiancia según el NEC

(cte. E igual a 1000 w/ m<sup>2</sup>) b) irradiancia según OLADE. (Variable según mes del año).

a) Perd. T. con irradiancia E = 1000 w/ m<sup>2</sup>

Tabla 4.11 Pérdidas por temperatura con E 1000 [w/ m<sup>2</sup>]

	Ta	E	Tc	Perd T	$\eta_{temp}$
Enero	25.7	1000	58.20	13.94%	0.861
Febrero	24.1	1000	56.60	13.27%	0.867
Marzo	24.1	1000	56.60	13.27%	0.867
Abril	24.9	1000	57.40	13.61%	0.864
Mayo	24.7	1000	57.20	13.52%	0.865
Junio	24.3	1000	56.80	13.36%	0.866
Julio	24.9	1000	57.40	13.61%	0.864
Agosto	26.7	1000	59.20	14.36%	0.856
Septiembre	28.3	1000	60.80	15.04%	0.850
Octubre	29.2	1000	61.70	15.41%	0.846
Noviembre	28.2	1000	60.70	14.99%	0.850
Diciembre	26.9	1000	59.40	14.45%	0.856
			Prom	14.07%	0.859

## b) Perd. T. con irradiancia E variable según el mes del año

Tabla 4.12 Pérdidas por temperatura con E variable

	Ta	E	Tc	Perd T	$\eta_{temp}$
Enero	25.7	550	43.58	7.80%	0.922
Febrero	24.1	573	42.72	7.44%	0.926
Marzo	24.1	647	45.13	8.45%	0.915
Abril	24.9	638	45.64	8.67%	0.913
Mayo	24.7	637	45.40	8.57%	0.914
Junio	24.3	540	41.85	7.08%	0.929
Julio	24.9	583	43.85	7.92%	0.921
Agosto	26.7	629	47.14	9.30%	0.907
Septiembre	28.3	647	49.33	10.22%	0.898
Octubre	29.2	632	49.74	10.39%	0.896
Noviembre	28.2	592	47.44	9.42%	0.906
Diciembre	26.9	611	46.76	9.14%	0.909
			Prom	8.70%	0.913

Si se compara los porcentajes de pérdidas para ambos casos, se cuenta con una diferencia del 5.4% entre ambas condiciones. Por motivos de dimensionamiento, se escoge las pérdidas con irradiancia 1000 [w/m<sup>2</sup>], para obtener un resultado tanto de pérdidas totales como de performance ratio más cercano a la realidad. Con esto obtenemos que las pérdidas anuales por temperatura están alrededor del 14.07% esto es 18.148 MWh / año con un  $\eta_{temp} = 0.859$ .

## 4.7.2 Pérdidas por inclinación

El cálculo de estas pérdidas fue realizado anteriormente en la sección 4.4.1, en donde se precisó el ángulo de inclinación  $\beta$  igual a  $15^\circ$ , en las tablas 4.6 y 4.7 se muestran los cálculos, obteniendo unas pérdidas del 2.2% respecto a la energía producida con inclinación igual a  $0^\circ$ .  $\eta_{\text{inclin}} = 0.978$

## 4.7.3 Pérdidas por polvo y suciedad

Estas pérdidas se asume que están entre el 1% y 1.5%. Así  $\eta_{\text{polvo.}} = 0.985$ . Es importante mencionar que aquí debe incluirse un mantenimiento periódico de la instalación para que dichas pérdidas no sobrepasen los valores preestablecidos.

## 4.7.4 Pérdidas por cableado

### 4.7.4.1 Pérdidas en CC

Las pérdidas de corriente continua están divididas de la siguiente manera:



a) Pérdidas de CC en los módulos conectados en serie

La instalación consta de 12 mesas o ramales conectados en paralelo, en cada una de estas existen 28 módulos fotovoltaicos en serie, los mismos que están conectados por un cable de sección de  $4\text{mm}^2$  el cual es propio de los módulos. En la tabla 4.13 se muestra tanto las caídas de tensión como las pérdidas de potencia por mesa.

Tabla 4.13 Pérdidas de Potencia presente en cada ramal.

MESAS	$V_{PMP}$ [V]	$I_{PMP}$ [A]	Potencia Pico en STC [W]	Long. ramal [m]	Sección Optada [ $\text{mm}^2$ ]	Caída de Tensión [V]	Potencia Perdida [W]
1	772.8	8.59	7280	42	4	3.9565	35.96
Número de mesas							12
Pérdida de Potencia Total (W)							431.58

b) Pérdidas presentes entre cada mesa y el StringBox

En toda la instalación existen cuatro Stringbox y cada uno de ellos agrupa 3 mesas para conectarlas en paralelo, tal como se muestra en la figura 4.11.

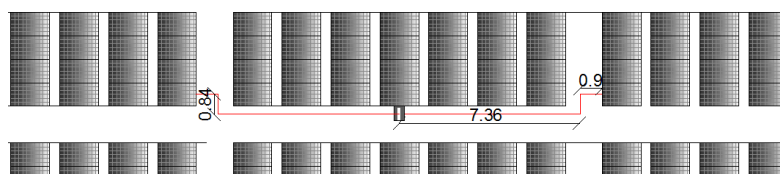


Figura 4.11 Conexión entre cada mesa y el StringBox

Fuente. Elaboración Propia

NOTA: Todos los valores están dados en metros

Para evitar una alta variación de caídas de voltaje entre cada mesa y el StringBox, este último se encuentra ubicado en la parte central de cada arreglo de 3 mesas tal como se muestra la figura 4.11. Para el cálculo de las caídas de voltaje y de pérdidas de potencia se utilizó las fórmulas descritas a continuación:

$$\%CV = \frac{4*L*P_{PMP}}{V_{PMP}^2*S} \quad \text{Ec. 4.11}$$

$$CV = \frac{L*P_{PMP}}{25*V_{PMP}*S} \quad \text{Ec. 4.12}$$

$$\text{Potencia Perdida} = I_{cc} * CV \quad \text{Ec. 4.13}$$

Dónde:

$\%CV$  : Caída de Voltaje o Tensión Absoluta [V]

$CV$  : Caída de Voltaje o Tensión [V]

$L$  : Longitud de los paneles en serie por ramal  
[m]

$P_{PMP}$  : Potencia al punto de máxima potencia [W]

$V_{PMP}$  : Voltaje al punto de máxima potencia [V]

$S$  : Sección transversal del conductor [mm<sup>2</sup>]

$I_{cc}$  : Corriente de Cortocircuito [A]

Tabla 4.14 Pérdida de Potencia entre cada mesa y el StringBox

DE FV - StringBox	Tensión $V_{PMP}$ [V]	Intensidad $I_{PMP}$ [A]	Potencia Pico en STC [W]	Longitud ramal [m]	Sección Optada [mm <sup>2</sup> ]	Caída de Tensión [V]	Potencia Perdida [W]
1	772.80	8.59	7280	42	4	3.956	35.96
1 - StringBox 1	768.84	8.59	7244.04	20.3	13.3	0.575	5.23
2 - StringBox 1	768.84	8.59	7244.04	8	5.26	0.573	5.21
3 - StringBox 1	768.84	8.59	7244.04	20.3	13.3	0.575	5.23
Pérdidas totales desde la línea principal hasta los inversores (W)							15.67

Como se observa en la tabla 4.14 el  $V_{PMP}$  de los paneles disminuye debido a la caída de voltaje que existe en la conexión en serie de los módulos. Si este cable fuese de las mismas características, las caídas de voltajes de las tres mesas fueran diferentes por las diferentes distancias que hay desde las distintas mesas hacia el StringBox ocasionando problemas por la diferencia de voltaje, es por eso que se opta por cambiar el tipo de cable, con una sección diferente para que las caídas de voltaje sean similares según los requerimientos.

c) Pérdidas desde el StringBox hasta el cuarto de inversores

Tabla 4.15 Pérdida desde el StringBox hasta el cuarto de inversores

StringBox-Inversores	Tensión $V_{PMP}$ [V]	Intensidad $I_{PMP} * 3$ [A]	Potencia Pico en STC [W]	Longitud ramal [m]	Sección Optada [mm <sup>2</sup> ]	Caída de Tensión [V]	Potencia Perdida [W]
1	768.27	25.77	7238.81	60	13.3	17.002	46.37
2	768.27	25.77	7238.81	49	8.27	22.330	60.90
3	768.27	25.77	7238.81	49	8.27	22.330	60.90
4	768.27	25.77	7238.81	60	13.3	17.002	46.37
Pérdidas totales de StringBox a Inversor (W)							214.52

#### 4.7.4.2 Pérdidas en CA

a) Desde el inversor hasta el transformador de 100KVA

Los cables que se utilizan en instalaciones fotovoltaicas en las partes exteriores deben ser especificados para uso en presencia de humedad, temperaturas altas, doble aislamiento multifilares y resistentes a los rayos ultravioletas, como son los cables tipo XHHW, SUPERFLEX, o similares.

A continuación en la tabla 4.16 se muestran los valores de ampacidad y resistencia eléctrica para cables tipo XHHW-2, que es un conductor fabricado con cobre electrolítico suave.

Tabla 4.16 Cables y características

Calibre AWG	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia Eléctrica nominal DC a 20°C [Ω/Km]	Capacidad de Corriente [A]
8	8.37	2.1	55
6	13.3	1.32	75
4	21.2	0.831	95
2	33.6	0.523	130
1/0	53.5	0.329	170
2/0	67.4	0.261	195
3/0	85	0.207	225
4/0	107	0.164	260

Fuente. <http://www.singecr.com/>

Se utiliza los valores de placa del inversor como salida, de la siguiente forma:

- Voltaje (kV) : 0.22
- Potencia del Inversor (kW) : 80
- Factor de Potencia fp (adimensional) : 1
- Longitud (km): 0.004

La distancia total entre cada inversor y transformador es de 4 metros con bajantes incluidas.

Posteriormente se hace correcciones con respecto a la temperatura máxima de trabajo de valores de resistencia DC a AC. Con las siguientes fórmulas.

$$R_1 = R_{DC} * f_c; \quad [\text{ohm/km}] \quad \text{Ec. 4.14}$$

$$R_2 = R_1 * (1 + \alpha_{Cu} * (T_2 - T_1)); \quad [\text{ohm/km}] \quad \text{Ec.}$$

#### 4.15

$$R_3 = R_2 * L; \quad [\text{ohm}] \quad \text{Ec. 4.16}$$

Dónde:

fc: Factor de conversión de resistencia DC a AC  
1.0225

R<sub>DC</sub>: Resistencia del conductor en DC [ohm/m]

$\alpha_{Cu}$ : Coeficiente de Temperatura del Cobre  
0.0039

T<sub>2</sub>: Temperatura de trabajo del conductor 50 [°C]

T<sub>1</sub>: Temperatura Estándar del Conductor en DC  
a 20[°C]

R<sub>1</sub>: Resistencia del conductor en AC a 20  
°[ohm/m]

R<sub>2</sub>: Resistencia del conductor en AC a 50 °  
[ohm/m]

L : Distancia del conductor [m]

R<sub>3</sub> : Resistencia total del conductor [ohm]

Luego se utilizan las siguientes fórmulas para hallar las pérdidas de potencia, la corriente nominal y la caída de tensión:

$$\Delta P_{\text{Inv-Transf}} = \frac{R_3 * I_{\text{Nom}}^2}{1000 * \cos^2 \varphi} \text{ [kW]} \quad \text{Ec. 4.18}$$

$$\% \Delta V_{\text{Inv-Transf}} = \frac{\sqrt{3} * R_3 * I_{\text{nominal}} * 100}{V * 1000} \text{ [%]} \quad \text{Ec. 4.19}$$

Dónde:

$R_3$  : Resistencia del conductor [ohm]

$I_{\text{nominal}}$  : Corriente nominal [A]

$\Delta P_{\text{Inv-Transf}}$  : Pérdida de Potencia en el cable desde el inversor hasta el transformador [W]

$\% \Delta V_{\text{Inv-Transf}}$ : Caída de tensión por la resistencia del cable entre el inversor y el transformador [W]

Tabla 4.17 Selección de cable para desde el inversor hasta el transformador

Calibre AWG	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia Eléctrica DC a 20°C [Ω/Km]	Resistencia Eléctrica AC a 50°C [Ω/Km]	Capacidad de Corriente [A]	ΔP [kW]	$I_{\text{nominal}}$ [A]	ΔV [%]
8	8.37	2.1	2.398	55	0.387	116	0.876
6	13.3	1.32	1.508	75	0.243	116	0.551
4	21.2	0.831	0.949	95	0.153	116	0.347
2	33.6	0.523	0.597	130	0.096	116	0.218
1/0	53.5	0.329	0.376	170	0.061	116	0.137
2/0	67.4	0.261	0.298	195	0.048	116	0.109

3/0	85	0.207	0.236	225	0.038	116	0.086
4/0	107	0.164	0.187	260	0.030	116	0.068

Según el NEC no se puede superar un 0.5% de caída de tensión en los cables terminales, de igual manera el cable debe resistir el 1.25% de la corriente nominal por seguridad. Es por eso que escoge el conductor 1/0 AWG que nos da una caída de tensión de 0.137%.

b) Pérdidas desde el transformador hasta el punto de conexión a la red.

La potencia de salida del transformador se obtiene de la siguiente manera:

$$P = (P_{\text{INVERSOR}} - \text{PERD}_{\text{INVERSOR-TRANSFORMADOR}}) \eta_{\text{TRAFO}}$$

$$P = (80 - 0.316)0.98$$

$$P = 78.1 \text{ kW}$$

Voltaje (kV): 13.2

Potencia (kW): 78.1

Factor de Potencia fp: 1

Longitud (km): 0.020

Tabla 4.18 Selección de cable para desde el transformador hasta el punto de conexión a la red



Calibre AWG	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia Eléctrica nominal DC a 20°C [Ω/Km]	Resistencia Eléctrica nominal AC a 50°C [Ω/Km]	Capacidad de Corriente [A]	ΔP [kW]	I <sub>nominal</sub> [A]	% ΔV [%]
14	2.08	8.45	9.651	20	0.00338	2.417	0.006
12	3.31	5.32	6.076	30	0.00213	2.417	0.004
10	5.26	3.34	3.815	40	0.00134	2.417	0.002
8	8.37	2.1	2.398	55	0.00084	2.417	0.002
6	13.3	1.32	1.508	75	0.00053	2.417	0.001
4	21.2	0.831	0.949	95	0.00033	2.417	0.001
2	33.6	0.523	0.597	130	0.00021	2.417	0.000
1/0	53.5	0.329	0.376	170	0.00013	2.417	0.000

En la tabla 4.18 se observan que las pérdidas por cableado son casi despreciables debido al alto nivel de voltaje, por cuestiones de diseño, de seguridad y confiabilidad se elige el # 2 AWG.

#### 4.7.5 Pérdidas por sombra

Para realizar el cálculo de pérdidas por sombras se utilizó el software SketchUP Pro con su plug-in Skelion y se realizó el procedimiento descrito a continuación.

Primero se procedió a añadir la geolocalización del lugar donde se colocará la instalación, así automáticamente el software refiere datos meteorológicos y de radiación solar del lugar según la latitud y longitud que registra Google Maps.

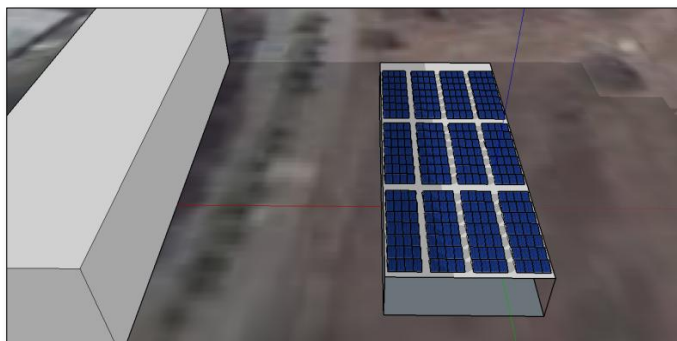


Figura 4.12 Efecto de Sombra. Fecha: 21 de marzo Hora: 07h15

Fuente. Sketch Up. Skelion

Luego se dibujó el diseño del arreglo fotovoltaico de acuerdo al cálculo previo de paneles serie – paralelo y junto a este, a una distancia de 25 m, se modeló una estructura con una altura de 15m la cual simula la presencia de los árboles que podrían producir sombras al sistema. Así, determinamos la altura necesaria de la instalación de tal manera que las pérdidas por sombra resulten inferiores al 0.5%. En la figura 4.12 se muestra el efecto por sombra sobre el arreglo fotovoltaico el 21 de marzo a las 07 h 15 min, durante este periodo de tiempo debido a que la altura solar se encuentra en un rango muy pequeño, se presenta la mayor cantidad de pérdidas.

Finalmente, mediante inspección visual y con el análisis proporcionado por el software, definimos la altura de la

instalación en 5 metros, con el cual se obtienen una eficiencia por sombra  $\eta$  igual a 99.82 %.

En la figura 4.13 se muestra el análisis de derrateo por sombra del grupo de la instalación proporcionado por el software.

Groups analysis												
Groups global results												
Solar panel model	Nº p.	P. power (Wp)	Power (kWp)	Shading D. (%)								
Yingli Solar:YL235P-29b	336	235.00	78.96	99.82								
Results for solar panels grouped by same tilt, azimuth and panel model												
Group	Model	Nº p.	P. power (Wp)	Power (kWp)	Azimuth	Tilt	Shading D. (%)					
1	Yingli Solar:YL235P-29b	336	235.00	78.96	0.00	15.00	99.82					
Monthly Shading Derate (%)												
Group	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	100.00	99.97	99.87	99.82	99.85	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
Mean	100.00	99.97	99.87	99.82	99.85	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97

Figura 4.13 Derrateo por sombra (software)

Fuente. Sketch Up. Skelion

#### 4.7.6 Pérdidas por conexionado

Estas pérdidas se fijan en el 1%. Así  $\eta_{\text{conexionado}} = 0.99$

#### 4.7.7 Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Estas pérdidas se fijan en el 3%. Así  $\eta_{\text{NCPN}} = 0.97$

#### 4.8 Performance ratio del sistema fotovoltaico

El PR, performance ratio o coeficiente de rendimiento es un factor que describe la calidad de la instalación fotovoltaica, expresa la relación entre la energía real que se entrega a la red con la energía nominal de la instalación. Esta energía real es aquella energía en la cual se han descontado toda clase de pérdidas energéticas. La tabla 4.19, 4.20 y 4.21 muestran las pérdidas existentes en todo el conjunto de la instalación, teniendo en cuenta que las horas de funcionamiento de la planta son 1476,456 h/año, dicho valor resulta de la relación entre la energía fotovoltaica anual y la potencia pico instalada.

Tabla 4.19 Pérdidas presentes en el arreglo fotovoltaico

Potencia Pico PFV (KW)	Energía Fotovoltaica Anual (MWh)	Pérdidas por Temperatura (MWh)	Pérdidas por inclinación (MWh)	Pérdidas polvo y suciedad (MWh)	Pérdidas por conexión (MWh)	Pérdidas por sombra (MWh)	Pérdidas por NCPN (MWh)
87.36	128.98	18.148	2.794	2.580	1.290	0.232	3.869

Tabla 4.20 Pérdidas por cableado en CC

FV – Línea CC		Línea CC – Inv	
Pérdidas Pot (KW)	Pérdidas por cableado DC (MWh)	Pérdidas Pot (KW)	Pérdidas por cableado DC (MWh)
0.43152	0.637	0.277	0.409

Las pérdidas en el inversor y el transformador dependen de la eficiencia de los mismos, estos valores se fijaron en 1,5% y 2% respectivamente.

Tabla 4.21 Pérdidas por cableado en AC

<b>Inversor</b>	<b>Inv – Transf</b>		<b>Transfor</b>	<b>Transf - Linea CA</b>	
Pérdidas Inversor (MWh)	Pérdidas Pot (KW)	Pérdidas por cableado AC (MWh)	Pérdidas Transformador (MWh)	Pérdidas Pot (KW)	Pérdidas Transfor-Linea(MWh)
1.485	0.061	0.09	1.949	0.00134	0.002

Finalmente, al restar todas las pérdidas presentes en la instalación se obtienen 95.5 MWh de energía disponibles para entregar a la red y por consecuente un performance ratio (PR) igual a 0.7404.

## **CAPÍTULO 5**

### **5 VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA**

Con el propósito de obtener el grado de viabilidad de un proyecto, en particular de una instalación fotovoltaica aplicada a un edificio de administración pública, se procede a realizar el análisis de viabilidad del mismo desde dos vertientes diferentes, la técnica y la económica.

Este estudio proveerá las respectivas conclusiones que nos indicarán la viabilidad o no del proyecto y la rentabilidad en caso de que se llevase a cabo, mostrando el retorno de la inversión efectuada en la instalación mediante la producción de energía eléctrica a partir del sol y por consecuente ya sea, disminución en el consumo de energía del consumidor, o en venta de esta energía generada hacia la red.

Este análisis toma en cuenta una gran diversidad de factores que influyen tanto directa como indirectamente en la instalación y operación del sistema propuesto, estos pueden ser: tecnología disponible en el sector comercial,

facilidad de adquisición del producto, cumplimiento de normas de instalación y operación de sistemas de generación distribuida, características geográficas del lugar, condiciones climáticas y meteorológicas, inversión inicial, operación y mantenimiento, ahorro energético entre otros.

En todo tipo de proyecto es indispensable analizar los beneficios económicos que pudiese traer consigo su implantación y operación, además también del gran aporte ambiental, contribuyendo con energía limpia al país, esto sin olvidarnos de la contribución social y educativa de la instalación fotovoltaica en especial si se tiene como propósito implementarla en una institución de educación superior, proporcionando un recurso para que estudiantes universitarios realicen estudios o todo tipo de investigación en pro de su preparación profesional y que a su vez beneficie a la institución o a algún organismo competente.

### **5.1 Análisis técnico**

El estudio de la viabilidad técnica analiza si es posible o no llevar a cabo el proyecto de una manera satisfactoria y bajo condiciones de seguridad necesarias con la tecnología que se plantea, verificando así los factores principalmente físicos que se propone ejecutar en el proyecto.

Debido a la ausencia de fabricantes nacionales a causa de que Ecuador no es un país pionero en tecnología fotovoltaica, para la adquisición de

los equipos que conforman la instalación se plantea la opción de importar los mismos directamente desde fábrica, procedimiento que resultaría menos costoso que adquirirlos por medio de algún tipo de empresa nacional que importe y distribuya estos equipos desde el exterior.

La importación de estos equipos, ya se ha realizado por varias empresas que han implementado sistemas fotovoltaicos en el país, por lo que no se presenta dificultad alguna en realizar la importación de los mismos, teniendo en cuenta que el Estado ecuatoriano está a favor de todo tipo de instalación de sistemas de generación con energías renovables no convencionales que aporten al desarrollo del buen vivir nacional.

En lo que respecta a estudios de factibilidad, diseño de ingeniería, fiscalización y principalmente instalación y operación de sistemas fotovoltaicos, existen empresas tanto nacionales como internacionales radicadas en el país, con los recursos necesarios y suficientes para llevar a cabo de manera óptima este tipo de proyectos, empresas con varios años de experiencia y que se rigen con normas tanto nacionales como internacionales, realizando proyectos que han sido aprobados por las normas y los institutos nacionales que rigen y regulan este tipo de instalaciones.



Según el documento 10167 que compete a proyectos ERNC con Títulos Habilitantes y Registros bajo regulación No. CONELEC 004/11, en la actualidad existen alrededor de 65 empresas en el Ecuador a cargo de 76 proyectos de sistemas fotovoltaicos menores a 1 MW y de 15 proyectos mayores a 1 MW, datos que corroboran lo anteriormente descrito.

Por consiguiente, se puede afirmar la viabilidad técnica de la instalación fotovoltaica con generación distribuida.

## **5.2 Análisis económico**

Para analizar de forma correcta un sistema fotovoltaico se debe tener en consideración los siguientes aspectos:

- Costo de kWh impuesto por el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC a entidades de servicio público.
- Precio a reconocerse por kWh en el punto de entrega de una instalación fotovoltaica conectada a la red según CONELEC 004/11.
- La radiación solar promedio sobre los paneles solares
- La vida útil de los módulos fotovoltaicos, del inversor y del resto de componentes de la instalación.
- Costos de inversión inicial.
- Costos anuales de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico.

- Índices estadísticos de inflación Anual en la economía Ecuatoriana
- Impuesto a la renta aplicado a la base imponible
- Costos Indirectos

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, se procederá a realizar un análisis de flujo de caja anual durante un periodo de 15 años de vida útil del proyecto según la duración de la tarifa que establece el CONELEC, a pesar de esto se debe mencionar que es asequible que el proyecto tenga una vida útil de hasta 40 años, siempre y cuando se realicen las mejoras y mantenimientos respectivos al sistema.

De este flujo de caja se evaluará dos herramientas financieras como son el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna De Retorno), indicadores usuales para el correcto análisis de este tipo de inversiones.

### **5.2.1 Inversión inicial**

Aquí se incluye todos los costos tanto directos como indirectos, que intervienen en el montaje e instalación del sistema fotovoltaico, este rubro depende principalmente del tamaño que posea la instalación, esto debido a que los principales componentes tales como los paneles solares e inversores presentan un costo elevado frente a los demás elementos. Sin embargo se presentan otros costes que son independientes del

tamaño o tipo de instalación como son los estudios de factibilidad e ingeniería, mano de obra o el transporte.

A continuación se presenta el presupuesto de la instalación, la misma que está dividida en 4 partes importantes: Materiales, Instalación (mano de obra), Estudios de Ingeniería y costos indirectos.

Las tablas 5.1 al 5.4 presentan los presupuestos en las divisiones anteriormente descritas y la tabla 5.5 presenta el presupuesto final de la instalación.

Tabla 5.1 Presupuesto de Materiales

Cantidad		Descripción Ítem	Valor (USD)	
			Unidad	Total
4	Pcs	SMA TRIPOWER 20000TL 20 KW	8550.00	\$ 34,200.00
1	Pcs	Módulo de comunicación WEBBOX	1000.00	\$ 1,000.00
4	Pcs	SMA CONNECTION UNIT 1000 US	1450.00	\$ 5,800.00
336	Pcs	Panel Solar Policristalino YingliSolar 260Wp	300.00	\$100,800.00
336	Pcs	Estructura de Soporte Paneles Solares	175.00	\$ 58,800.00
4	Pcs	Gabinete Eléctrico	300.00	\$ 1,200.00
4	Pcs	String Box (con breaker y fusibles)	1000.00	\$ 4,000.00
1	Pcs	Transformador 0.22/13.8 KV 100 KVA	6904.00	\$ 6,904.00
1	Glb	Protecciones en DC	900.00	\$ 900.00
1	Glb	Protecciones en AC	4000.00	\$ 4,000.00
1	Glb	Puesta a tierra (incluido obra civil)	7000.00	\$ 7,000.00
1	Glb	Iluminación (incluido cableado)	2500.00	\$ 2,500.00
1	Glb	Material Menor	2500.00	\$ 2,500.00
220	ML	Cable #6 AWG THHN	4.16	\$ 915.20
60	ML	Cable 1/0 AWG THHN	10.11	\$ 606.60
70	ML	Cable #2 AWG XLPE	12.00	\$ 840.00

Tabla 5.2 Presupuesto de Ingeniería

Cantidad		Descripción Ítem	Valor (USD)	
			Unidad	Total
1	Glb	Estudio de Pre factibilidad	3000.00	\$ 3,000.00
1	Glb	Estudio de Ingeniería (Diseño)	10000.00	\$ 10,000.00

Tabla 5.3 Presupuesto de Instalación, pruebas y puesta en marcha

Cantidad		Descripción Ítem	Valor (USD)	
			Unidad	Total
1	Glb	Transporte, instalación pruebas y puesta en marcha	22000.00	\$ 22,000.00

Tabla 5.4 Presupuesto de Costos Indirectos

Cantidad		Descripción Ítem	Valor (USD)	
			Unidad	Total
1	Glb	Costos Indirectos (2%)	5339.32	\$ 5,339.32

Tabla 5.5 Presupuesto Total de la Instalación Fotovoltaica

Cantidad		Descripción Ítem	Valor (USD)	
			Unidad	Total
1	Glb	Materiales	231965.80	\$231,965.80
1	Glb	Instalación, transporte y puesta en marcha	22000.00	\$ 22,000.00
1	Glb	Estudio de Pre factibilidad e Ingeniería	13000.00	\$ 13,000.00
1	Glb	Costos Indirectos (3%)	5339.32	\$ 5,339.32
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$272,305.12</b>
			IVA 12%	\$ 32,676.61
			<b>TOTAL</b>	<b>\$304,981.73</b>

En la siguiente figura se muestra el peso económico de cada parte sobre el precio final:

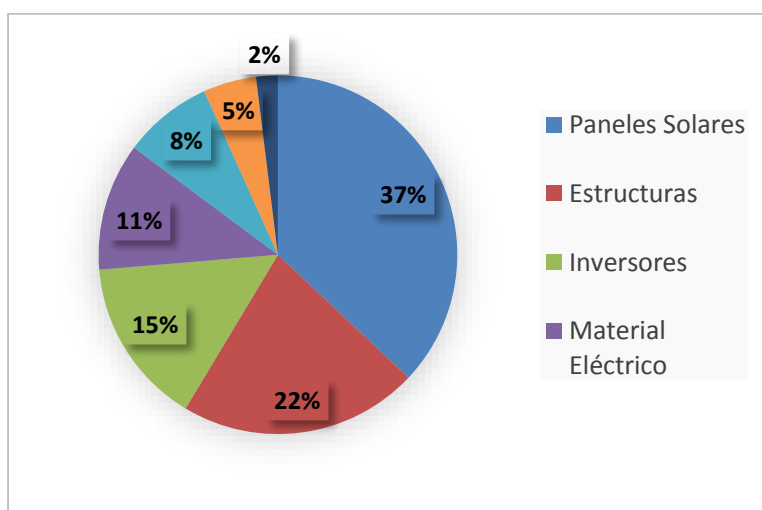


Figura 5.1 Proporción del coste sobre precio total

Fuente. Elaboración Propia

Tal como se observa, más del 50 % del costo total pertenece a los paneles solares junto con sus estructuras, así se corrobora que el costo de la instalación depende principalmente de dos elementos como son los módulos fotovoltaicos y los inversores. En la tabla 5.6 se presenta otra forma de analizar el presupuesto de una instalación fotovoltaica.

Tabla 5.6 Costo en dólares por Wp de la instalación

<b>Costo por instalación de Wp</b>		
Paneles Solares	1,154	\$/Wp
Estructuras	0,615	\$/Wp
Inversores	0,469	\$/Wp
Material Eléctrico	0,422	\$/Wp
Instalación	0,252	\$/Wp
Ingeniería	0,149	\$/Wp
Costos Indirectos	0,092	\$/Wp
<b>TOTAL</b>	<b>3,153</b>	<b>\$/Wp</b>

Por lo tanto, el coste final de la instalación es de \$272,305.12, lo que equivale a 3.117 \$/Wp, el cual es un valor razonable para el costo de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en la actualidad.

## 5.2.2 Costos anuales

En lo que respecta a costos anuales se considerarán dos tipos de egresos, los operativos y de mantenimiento, en este aspecto se debe tener muy en cuenta que dichos costos son relativamente bajos, ventaja que presenta este tipo de tecnologías.

- Costos Operativos

La planta dispondrá de un operario encargado de la instalación, laborando a medio tiempo, esto es 4 horas al día, este salario corresponde al valor de \$250 mensuales.

De esta manera se tendrá un egreso por costo operativo de \$3000 anuales.

- Costos de Mantenimiento

Se tiene previsto realizar mantenimientos cada 10 días, durante todo el año, los costes por mantenimiento se presentan a continuación en la tabla 5.7

Tabla 5.7 Costo por mantenimiento

<b>Mano de obra por mantenimiento</b>				
Ítem	Denominación	Horas hombre	Costo hora	Total
1	Obrero	8	\$ 3.22	\$ 25.76
2	Maestro	8	\$ 3.55	\$ 28.40
TOTAL			\$	54.16



De esta manera se tendrá un gasto por mantenimiento de \$1,949.76 anuales.

Finalmente se asumirá un egreso anual de \$ 4,949.76 por concepto de operación y mantenimiento, al mismo que se le irá incrementando el 3.76% por año, dicho porcentaje corresponde a la inflación anual según datos de marzo del 2015 del Banco Central del Ecuador.

### 5.2.3 Ingresos

Para calcular el ingreso o ahorro económico reflejado en la instalación, se debe tener en cuenta aspectos como:

- La energía anual producida por la instalación fotovoltaica y el rendimiento de la misma en el transcurso de su vida útil.
- El valor económico de energía expresado en dólares/kWh regidos por las tarifas y normativas del CONELEC, sea esta energía utilizada para autoconsumo, o para ser vertida a la red.

$$\text{Ingresos (\$)} = \text{kWh}_{\text{Anuales}} \times \text{Precio}_{\$/\text{kWh}}$$

Debido a que el lugar donde se tiene previsto emplazar la instalación fotovoltaica es una entidad de beneficio público, existe un subsidio por parte del CONELEC al costo de kWh registrado. Actualmente dicho valor está comprendido en 6.65

ctv/kWh. De otra manera si se tiene previsto que la instalación entregue toda la energía generada a la red, el costo por kWh que presenta la tarifa de la norma CONELEC 004/11 es de 40.03 ctv/kWh.

Así, se podrá presentar dos tipos de ingreso, según la aplicación que se le consigne a la instalación.

- Ingresos con coste a 6.65 ctv/kWh (ahorro energético económico):

$$\text{Ingresos}_{\text{año}_1(\$)} = 95.5\text{MWh} \times 0.0665 \text{ \$/kWh}$$

$$\text{Ingresos}_{\text{año}_1(\$)} = \$ 6591.47$$

Cabe recalcar que este ingreso será variable durante el tiempo de vida útil del proyecto debido a dos motivos:

- Rendimiento de la instalación, estimado según la garantía de los fabricantes de los equipos que la conforman.
- Aumento en el coste de kWh a entidades de beneficio público, el mismo que fue estimado para los años futuros, con el histórico a partir del año 2002, teniendo como resultado un aumento promedio del 3.8% anual.

- Ingresos con coste a 40.03 ctv/kWh (venta de energía a la red):

$$Ingresos_{año_1(\$)} = 95.5MWh \times 40.03\$/kWh$$

$$Ingresos_{año_1(\$)} = \$ 38228.13$$

#### 5.2.4 Cálculo de Flujo de Caja

El cálculo de los flujos de efectivos para la obtención de VAN y TIR se realizó de la siguiente manera:

1. Se define tanto ingresos como egresos por año durante la vida útil de la instalación.
2. Se procede a obtener el beneficio bruto, el cual resulta de la resta entre los ingresos y egresos
3. Al beneficio bruto se le resta la amortización, la misma que resulta de la inversión inicial dividida para la vida útil del proyecto, de esta manera obtenemos los Beneficios Antes de Impuestos y Atributos (BAIT)
4. En caso de que existiera intereses por motivo de préstamo, se debe restar los mismos para de esta manera obtener los Beneficios Antes de Tributos (BAT).

5. Al ser un proyecto ejecutado por una entidad pública, las utilidades resultan ser nulas, por lo que la Base Imponible es igual a los Beneficios Antes de Tributos.
6. Para la obtención del Beneficio Neto, se debe sustraer el impuesto a la renta que corresponda según la fracción básica anual, en este caso se considerará el 10% de la base imponible según las tarifas del Servicio de Rentas Internas [12].
7. Finalmente se le adiciona la amortización que fue previamente sustraída y se le resta la inversión inicial del proyecto, obteniendo así el flujo de efectivo neto.

A continuación se presentan los flujos de ingresos por año producidas por la instalación desde dos puntos de vista:

- Ingresos con coste a 6.65 ctv/kWh (ahorro energético económico):

Tabla 5.8 Ingresos de la instalación con coste de 6.65 ctv/kWh

Año	Ingresos		
	Rendimiento	MWh	Total
0	0.00%	0.00	\$ -
1	100.00%	95.50	\$ 6,604.69
2	99.30%	94.83	\$ 6,820.80
3	98.60%	94.16	\$ 7,043.62
4	97.90%	93.49	\$ 7,273.36
5	97.20%	92.82	\$ 7,510.21
6	96.50%	92.16	\$ 7,754.37
7	95.80%	91.49	\$ 8,006.04
8	95.10%	90.82	\$ 8,265.45
9	94.40%	90.15	\$ 8,532.79
10	93.70%	89.48	\$ 8,808.30
11	93.00%	88.81	\$ 9,092.20
12	92.30%	88.15	\$ 9,384.71
13	91.60%	87.48	\$ 9,686.08
14	90.90%	86.81	\$ 9,996.54
15	90.20%	86.14	\$ 10,316.34

- Ingresos con coste a 40.03 ctv/kWh (venta de energía a la red):

Tabla 5.9 Ingresos de la instalación con coste de 40.03 ctv/kWh

Año	Ingresos		
	Rendimiento	MWh	Total
0	0	0.00	\$ -
1	100.0%	95.50	\$ 38,228
2	99.3%	94.83	\$ 37,961
3	98.6%	94.16	\$ 37,693
4	97.9%	93.49	\$ 37,425
5	97.2%	92.82	\$ 37,158
6	96.5%	92.16	\$ 36,890
7	95.8%	91.49	\$ 36,623
8	95.1%	90.82	\$ 36,355
9	94.4%	90.15	\$ 36,087
10	93.7%	89.48	\$ 35,820
11	93.0%	88.81	\$ 35,552
12	92.3%	88.15	\$ 35,285
13	91.6%	87.48	\$ 35,017
14	90.9%	86.81	\$ 34,749
15	90.2%	86.14	\$ 34,482

Los flujos de egresos se presentan en la tabla 5.10, los mismos no dependen del tipo de aplicación de la instalación.

Tabla 5.10 Egresos de la instalación fotovoltaica

Año	Egresos			
	Inversión	Operación	Mantenimiento	Total
0	\$ 272,305	\$ -	\$ -	\$ 272,305
1	\$ -	\$ 3,000	\$ 1,950	\$ 4,950
2	\$ -	\$ 3,113	\$ 2,023	\$ 5,136
3	\$ -	\$ 3,230	\$ 2,099	\$ 5,329
4	\$ -	\$ 3,351	\$ 2,178	\$ 5,529
5	\$ -	\$ 3,477	\$ 2,260	\$ 5,737
6	\$ -	\$ 3,608	\$ 2,345	\$ 5,953
7	\$ -	\$ 3,744	\$ 2,433	\$ 6,177
8	\$ -	\$ 3,884	\$ 2,525	\$ 6,409
9	\$ -	\$ 4,031	\$ 2,620	\$ 6,650
10	\$ -	\$ 4,182	\$ 2,718	\$ 6,900
11	\$ -	\$ 4,339	\$ 2,820	\$ 7,160
12	\$ -	\$ 4,502	\$ 2,926	\$ 7,429
13	\$ -	\$ 4,672	\$ 3,036	\$ 7,708
14	\$ -	\$ 4,847	\$ 3,150	\$ 7,998
15	\$ -	\$ 5,030	\$ 3,269	\$ 8,299

Los cálculos correspondientes a Beneficio Bruto, BAIT y base imponible, se presentan en las tablas 1 - 8 del anexo 12.

Finalmente se obtiene los flujos de caja del proyecto desde dos puntos de vista:

- Flujo de caja con coste de energía de 6.65 ctv/kWh (ahorro energético económico):

Tabla 5.11 Flujo de caja a 6.65 ctv/kWh

Año	Cash Flow
0	\$ (272,305.12)
1	\$ 1,654.93
2	\$ 1,684.92
3	\$ 1,714.64
4	\$ 1,744.01
5	\$ 1,772.96
6	\$ 1,801.40
7	\$ 1,829.24
8	\$ 1,856.39
9	\$ 1,882.76
10	\$ 1,908.22
11	\$ 1,932.68
12	\$ 1,955.99
13	\$ 1,978.04
14	\$ 1,998.68
15	\$ 2,017.76



- Flujo de caja con coste a 40.03 ctv/kWh (venta de energía a la red):

Tabla 5.12 Flujo de caja a 40.03 ctv/kWh

Año	Cash Flow
0	\$ (272,305.12)
1	\$ 31,765.90
2	\$ 31,357.56
3	\$ 30,942.93
4	\$ 30,521.76
5	\$ 30,093.81
6	\$ 29,658.82
7	\$ 29,216.54
8	\$ 28,766.67
9	\$ 28,308.96
10	\$ 27,843.08
11	\$ 27,368.75
12	\$ 26,885.63
13	\$ 26,393.41
14	\$ 25,891.73
15	\$ 25,380.24

### 5.2.5 Criterio del valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Previo al cálculo de estos indicadores de rentabilidad, se definirá cada uno de ellos para tener una mejor comprensión de los mismos.

#### Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto representa el valor total en el presente de un determinado flujo de cajas futuros, originados por una inversión inicial.

Este valor depende de varios aspectos:

- El monto de inversión inicial
- Los flujos de ingresos y egresos por año
- La tasa de interés pasiva máxima para ejecución de proyectos de entidades públicas no financieras
- La vida útil del proyecto

El V.A.N. se obtiene de la siguiente manera:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Dónde:

$I_0$ : Valor correspondiente a la inversión inicial

$F_t$ : Flujo de caja anual en el periodo t

$r$ : Tasa de Referencia

$n$ : Duración del proyecto

### **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Es aquella tasa que hace que el Valor Actual Neto sea igual a cero, es decir que la suma de los flujos de ingresos sean igual que la suma de los egresos. Esta herramienta sirve para medir la rentabilidad relativa de un proyecto o inversión. La regla de decisión consiste en aceptar proyectos cuya TIR sea mayor que el costo de capital para activos del mismo nivel de riesgo:  $TIR > r$ .

La TIR se puede calcular despejando su incógnita correspondiente a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN = 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

- **Valor Actual Neto (VAN) – Instalación conectada a la red para consumo propio (6.65 ctv/kWh).**

$$VAN = - \$ 251,204.849$$

Este valor claramente nos indica que nuestro proyecto no es rentable si se tiene como propósito implantar un sistema fotovoltaico para autoconsumo de energía eléctrica. De esta manera no es necesario calcular el TIR considerando que el resultado del VAN es ampliamente negativo.

- **Valor Actual Neto (VAN) – Instalación conectada a la red para venta de producción (40.03 ctv/kWh).**

$$VAN = \$ 61,510.14$$

Este valor al ser positivo, nos indica que nuestro proyecto si presenta rentabilidad durante el tiempo de vida útil del mismo.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR) – Instalación conectada a la red para venta de producción (40.03 ctv/kWh).**

$$TIR = 6.64\%$$

Dado que el valor de TIR es mayor que la tasa pasiva máxima para proyecto de entidades públicas no financieras (3.5%) según el Banco Central del Ecuador, se puede afirmar que dicha inversión también es rentable desde el punto de vista del TIR.

Así podemos definir la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica si se tiene previsto verter toda esta energía a la red y obtener una remuneración por este servicio.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. Ecuador posee una ubicación geográfica muy favorable para propósitos de aprovechamiento de la energía solar, presentando altos índices de radiación incidente, registrando a su vez reducidas variaciones de estos valores a causa de la pequeña transición de altura solar durante todo un año.
2. Los cálculos de pérdidas en el dimensionamiento fueron realizados de tal manera que los datos de producción energética en el punto de entrega sean los más cercanos a la realidad.
3. El performance ratio de la instalación fotovoltaica, el mismo que corresponde a 0.7404, se lo define como un valor aceptable, tomando como referencia proyectos existentes de generación distribuida los cuales se encuentran con un PR de entre 0.6 y 0.8.

4. Según el dimensionamiento elaborado, la instalación depende en gran cantidad de las pérdidas por temperatura las cuales corresponden al 15% de la energía Fotovoltaica producida por el conjunto de paneles fotovoltaicos.
5. La integración de este tipo de tecnología de generación distribuida a gran escala presenta un beneficio muy valioso para la matriz energética del país, produciendo energía limpia y a su vez reduciendo las grandes demandas de energía en los puntos de entrega y por consiguiente las pérdidas en el sistema.
6. El proyecto se define como viable técnicamente, esto debido a que existe la posibilidad de adquirir todo equipo que conforme esta instalación ya sea importando directamente desde el exterior o mediante un distribuidor autorizado en Ecuador, y a su vez, existe recurso humano suficiente y con el conocimiento necesario para instalación, operación y mantenimiento de este tipo de centrales en nuestro país.
7. Si se tiene previsto emplazar una instalación fotovoltaica con generación distribuida conectada a red para autoconsumo en un edificio de la administración pública en Guayaquil o en cualquier otra ubicación geográfica del Ecuador, la inversión inicial efectuada no se podrá recuperar durante el tiempo de vida útil del proyecto, esto a causa del bajo coste por kWh (6.65 centavos a febrero del 2015)

facturado a contribuyentes especiales clasificados por el CONELEC como entidades de beneficio público, por lo que el proyecto se concluye que no es económicamente viable.

8. Por otra parte, si el objetivo principal de la instalación, es el de conectarse a la red para vender toda su energía eléctrica producida, el proyecto adquiere viabilidad económica, esto debido a la tarifa vigente que el CONELEC establece para proyectos de ERNC la cual corresponde a 40.03 centavos por kWh, de esta manera el ingreso económico se multiplica aproximadamente 6 veces por año, logrando así el retorno de la inversión inicial antes del tiempo de duración del proyecto.
9. Si la implementación de este tipo de tecnología fotovoltaica, se incrementa a gran escala, existiría una reducción de precios por masificación de los productos y a su vez un aumento en la competencia, disminuyendo así la inversión inicial, dando como resultado un aumento de la rentabilidad económica de este tipo de proyectos.

## Recomendaciones

1. Es importante la utilización de softwares de diseño disponibles, de tal manera que sirvan de complemento para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica, así se obtiene un mejor resultado en los cálculos finales que aproximan el proyecto aún más a la realidad.
2. Se debe tener muy en cuenta que los cálculos realizados de inversión inicial para la elaboración del flujo de caja y cálculo de VAN y TIR, son precios referentes en el mercado ecuatoriano, por otra parte se puede disminuir dicho costo, cotizando y adquiriendo todo equipo que conforma la instalación, en el exterior, en países donde esta tecnología se encuentra desarrollada a gran escala y se puede obtener los productos directamente desde fábrica.
3. Es importante tener en cuenta que los 15 años de vida útil del proyecto fueron establecidos de acuerdo al plazo de duración del contrato para proyectos de energías renovables por parte del CONELEC, por lo que existe la posibilidad de percibir un ingreso extra al finalizar el proyecto ya sea por motivo de venta de la instalación o de continuidad de producción de energía a una tarifa establecida por los nuevos reglamentos que establezca el CONELEC.



4. Por consecuente a los dos ítems descritos anteriormente, se podrá percibir un incremento en el valor actual neto de la utilidad final, favoreciendo aún más la viabilidad económica del proyecto.
5. El gobierno en conjunto con el Consejo Nacional de Electricidad debe mantener el incentivo a este tipo de implementación de energías renovables no convencionales, en pro del desarrollo del país y del sistema eléctrico actual.

## BIBLIOGRAFÍA

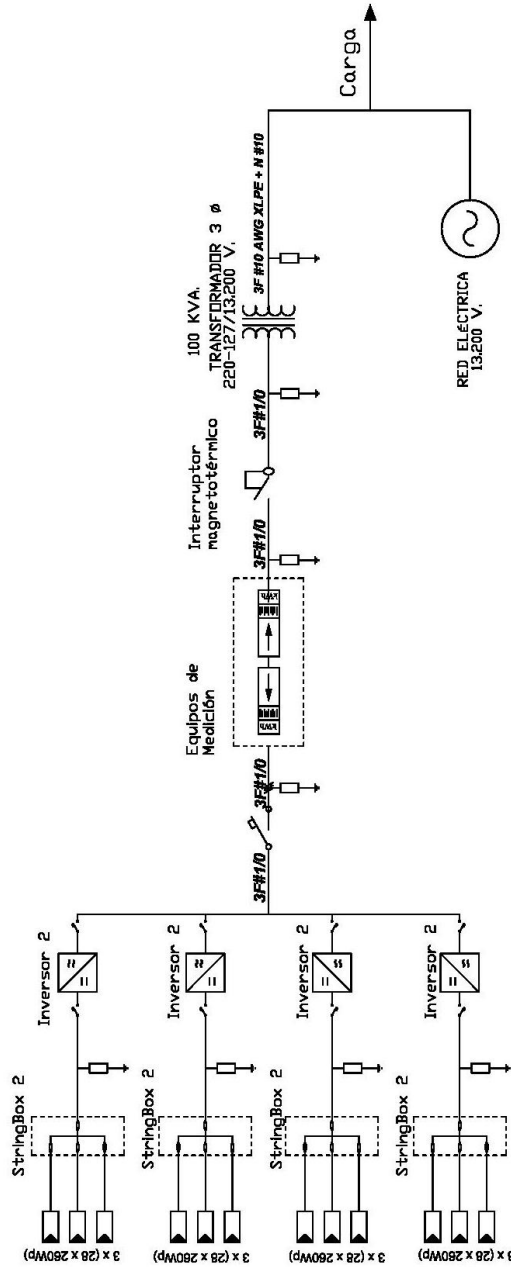
- [1] CONELEC, «Balance Nacional de Energía Eléctrica,» CONELEC, 25 Abril 2015. [En línea]. Available: <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=10261&l=1>. [Último acceso: 20 Diciembre 2014].
- [2] CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022*, vol. 1, p. 116, 2013.
- [3] CONELEC, «Regulación CONELEC 004/11,» Quito, 2011.
- [4] EL COMERCIO, «EL COMERCIO,» EL COMERCIO, 5 Enero 2014. [En línea]. Available: <http://www.elcomercio.com/tendencias/tecnologia/pimampiro-se-transforma-energia-solar.html>. [Último acceso: 20 Diciembre 2014].
- [5] Asamblea Constituyente, *Constitución del Ecuador*, Montecristi, 2015.
- [6] V. Madrid y Antonio, *Curso de Energía Solar (FOTOVOLTAICA, TÉRMICA Y TERMOELÉCTRICA)*, Madrid: A. Madrid Vicente, 2009.
- [7] M. J. M. Mendez, *Energía Solar Fotovoltaica*, Madrid: FC, 2014.
- [8] CONELEC, «Parque Eólico Villonaco,» CONELEC, 20 Abril 2015. [En línea]. Available: [https://www.celec.gob.ec/index.php?option=com\\_content&view=article&id=189:eolico](https://www.celec.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=189:eolico). [Último acceso: 20 Diciembre 2014].

- [9] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable,» Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 20 Abril 2015. [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/proyectos-emblematicos-2/>. [Último acceso: 21 Diciembre 2014].
- [10] S. Fernandez y J. María, COMPENDIO DE ENERGÍA SOLAR: FOTOVOLTAICA, TÉRMICA Y TERMOELÉCTRICA, Madrid: ANTONIO MADRID VICENTE, 2010.
- [11] C. E. d. I. N. E. d. I. Construcción, «Norma Ecuatoriana de la Construcción. Cap 14 Energías Renovables,» Quito, 2011.
- [12] SRI, «Servicio de Rentas Internas,» 05 enero 2015. [En línea]. Available: <http://www.sri.gob.ec/de/167>. [Último acceso: 20 abril 2015].

## **Anexos**

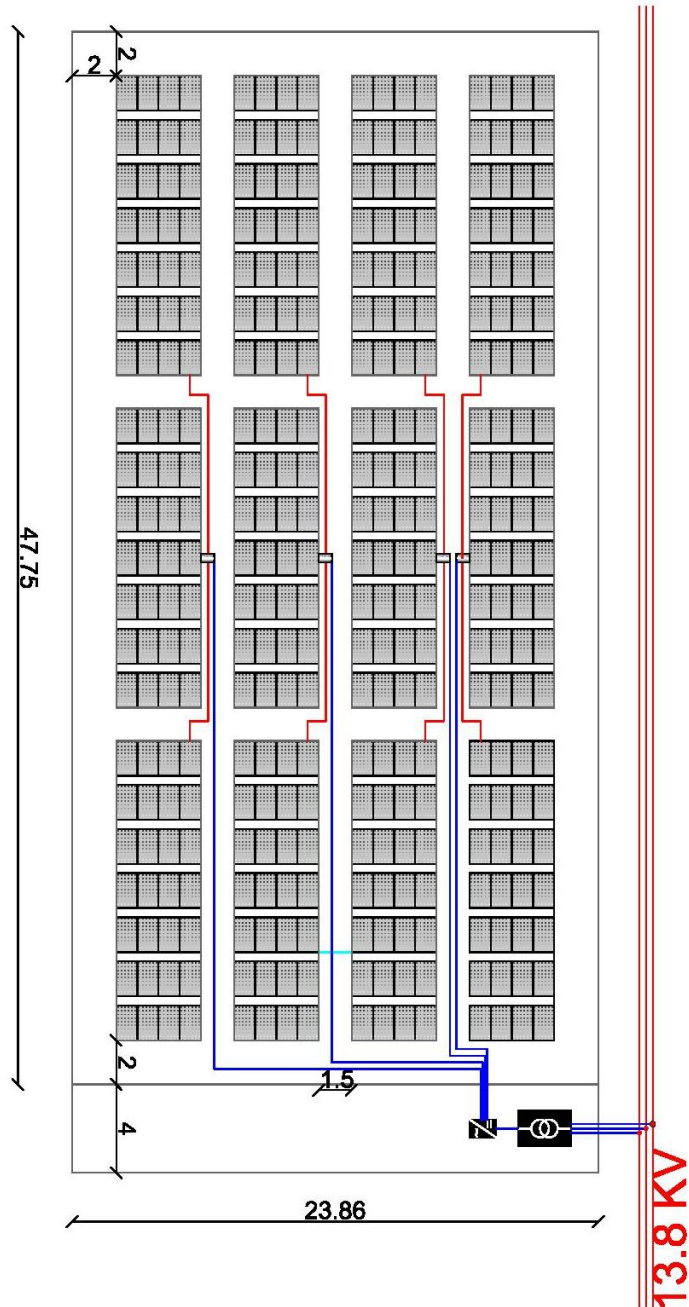
# Anexo 1

## Diagrama unifilar del Sistema Fotovoltaico



## Anexo 2

### Disposición física de la instalación



NOTA: Los valores están dados en metros

## Anexo 3

# Datasheet de Panel Solar modelo para dimensionamiento de la instalación fotovoltaica

### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos para STC							
Tipo de Módulo	YLxxxP-29b (xxx=P <sub>max</sub> )						
Potencia de salida	P <sub>max</sub>	W	260	255	250	245	240
Tolerancia	ΔP <sub>max</sub>	W	0 / + 5				
Eficiencia del módulo	η <sub>m</sub>	%	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8
Tensión en P <sub>max</sub>	V <sub>mpp</sub>	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidad en P <sub>max</sub>	I <sub>mp</sub>	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensión en circuito abierto	V <sub>oc</sub>	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Intensidad en cortocircuito	I <sub>sc</sub>	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC: 1000 W/m<sup>2</sup> Irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3  
Reducción media de la eficiencia relativa de 3,3% a 200 W/m<sup>2</sup> según EN 60904-1

Parámetros eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)							
Potencia de salida	P <sub>max</sub>	W	189,7	186,0	182,4	178,7	175,1
Tensión en P <sub>max</sub>	V <sub>mpp</sub>	V	27,6	27,4	27,2	27,0	26,8
Intensidad en P <sub>max</sub>	I <sub>mp</sub>	A	6,87	6,79	6,71	6,62	6,54
Tensión en circuito abierto	V <sub>oc</sub>	V	34,8	34,8	34,7	34,6	34,6
Intensidad en cortocircuito	I <sub>sc</sub>	A	7,35	7,28	7,21	7,14	7,07

TONC: Temperatura de operación del módulo en circuito abierto a 800W/m<sup>2</sup> de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento.

Figura A3.1 Características Eléctricas del Panel

### CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	NOCT	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P <sub>max</sub>	γ	%/°C	-0,42
Coefficiente de temperatura para V <sub>oc</sub>	β <sub>Voc</sub>	%/°C	-0,32
Coefficiente de temperatura para I <sub>sc</sub>	α <sub>Isc</sub>	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura para v <sub>mp</sub>	β <sub>Vmp</sub>	%/°C	-0,42

### CONDICIONES DE OPERACIÓN

Máxima tensión del sistema	1000V <sub>DC</sub>
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperaturas de funcionamiento	-40°C to 85°C
Máxima carga estática frontal (nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro / velocidad)	25mm / 23m/s

Figura A3.2 Características Térmicas y Condiciones de Operación del Panel

## MATERIALES

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3.2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / número de busbar)	60 / silicio multicristalino / 156mm x 156mm / 2 o 3
Marco (material / color / color del anodizado / sellado bordes )	Aluminio anodizado / plata / claro / silicona o pegamento
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección)	1000mm / 4mm <sup>2</sup>
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

Figura A3.3 Características Físicas

## CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (longitud / ancho / profundidad)	1640mm / 990mm / 35mm
Peso	18,5kg

## ESPECIFICACIONES DEL EMBALAJE

Número de módulos por palé	29
Número de palés por contenedor (40')	28
Dimensiones del Embalaje (longitud / anchura / profundidad)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Peso del palé	568kg

Figura A3.4 Características Generales y Especificaciones de Embalaje del Panel



Unidades: mm

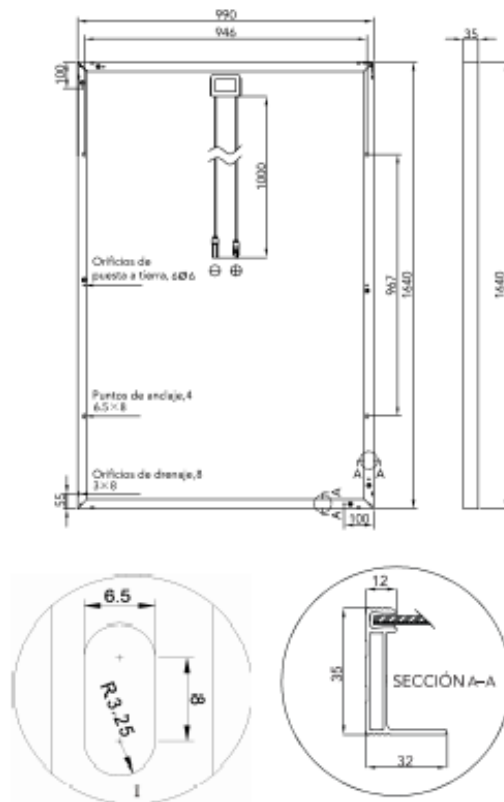


Figura A3.5 Dimensiones del Panel

# Anexo 4

## Datasheet de Inversor modelo para dimensionamiento de la instalación fotovoltaica

### Accesorios

- Interfaz RS485 DM485CB-10
- Power Control Module PWCMD-10
- Descargador de sobretensión de CC tipo II, entradas A y B DC/DC KIT3-10
- Interfaz de Speedwin/Webconnect SWDM-10
- Relé multifunción MFR01-10

<sup>1</sup> No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438.

● De serie ○ Opcional – No disponible  
 Datos en condiciones nominales  
 Datos a fecha: agosto de 2014

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Entrada (CC)</b>		
Potencia máxima de CC (con cos φ = 1)	20 440 W	25 550 W
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V - 800 V/600 V	390 V - 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A;3; B:3	2/A;3; B:3
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20 000 W	25 000 W
Potencia máx. aparente de CA	20 000 VA	25 000 VA
Tensión nominal de CA	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/±6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/±6 Hz ... +5 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida	29 A	36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0 inductivo ... 0 capacitivo	0 inductivo ... 0 capacitivo
Fases de inyección/conexión	3/3	3/3
<b>Rendimiento</b>	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
<b>Dispositivos de protección</b>		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●	● / ●
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable	○	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103)/categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III	I/III
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	665/690/265 mm (26,2/27,2/10,4 in)	665/690/265 mm (26,2/27,2/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)	51 dB(A)
Autoc consumo nocturno	1 W	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	100%

## Anexo 5

### Datos meteorológicos proporcionados por el software

#### RETScreen

RETScreen X

Country - region: Ecuador

Province / State: n/a

Climate data location: Guayaquil A

Latitude: °N -2.2

Longitude: °E -79.9 Source

Elevation: m 9 Ground





Heating design temperature: °C 19.1 Ground

Cooling design temperature: °C 32.2 Ground

Earth temperature amplitude: °C 14.2 NASA

	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Jan	26.7	73.8%	3.42	101.5	2.3	25.7	0	518
Feb	26.7	79.5%	4.42	101.5	2.1	24.1	0	468
Mar	27.1	76.7%	3.39	101.4	2.2	24.1	0	530
Apr	27.1	76.3%	4.36	101.4	2.2	24.9	0	513
May	26.4	74.1%	4.33	101.5	2.5	24.7	0	508
Jun	25.2	74.6%	3.58	101.6	3.2	24.3	0	456
Jul	24.4	74.8%	4.36	101.6	3.4	24.9	0	446
Aug	24.3	73.6%	3.64	101.6	3.6	26.7	0	443
Sep	24.8	71.7%	5.69	101.6	3.6	28.3	0	444
Oct	24.9	71.8%	4.17	101.6	3.6	29.2	0	462
Nov	25.4	70.7%	3.72	101.5	3.4	28.2	0	462
Dec	26.4	69.0%	4.61	101.5	3.0	26.9	0	508
Annual	25.8	73.8%	4.14	101.5	2.9	26.0	0	5,759
Source	Ground	Ground	Ground	Ground	Ground	NASA	Ground	Ground

Measured at: m 10 0

## Anexo 6

Tabla A6.1 Factor de corrección K por inclinación a Latitud -3

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
<b>0</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>5</b>	0,97	0,98	1	1,02	1,03	1,03	1,02	1,01	1	0,98	0,98	0,97
<b>10</b>	0,93	0,96	0,99	1,03	1,05	1,05	1,04	1,02	1	0,96	0,96	0,93
<b>15</b>	0,89	0,93	0,98	1,03	1,06	1,06	1,05	1,02	1	0,93	0,93	0,88
<b>20</b>	0,84	0,89	0,96	1,02	1,06	1,07	1,05	1,02	1	0,9	0,9	0,83
<b>25</b>	0,79	0,85	0,93	1,01	1,06	1,07	1,05	1	0,9	0,86	0,86	0,77
<b>30</b>	0,73	0,8	0,9	0,99	1,05	1,07	1,04	0,98	0,9	0,81	0,81	0,7
<b>35</b>	0,66	0,75	0,86	0,97	1,04	1,05	1,02	0,96	0,9	0,76	0,76	0,63
<b>40</b>	0,59	0,69	0,82	0,94	1,02	1,04	1	0,93	0,8	0,7	0,7	0,56
<b>45</b>	0,52	0,63	0,76	0,9	0,99	1,01	0,97	0,89	0,8	0,64	0,64	0,49
<b>50</b>	0,44	0,56	0,71	0,85	0,95	0,98	0,94	0,85	0,7	0,58	0,58	0,41
<b>55</b>	0,37	0,49	0,65	0,81	0,91	0,94	0,9	0,8	0,7	0,51	0,51	0,32
<b>60</b>	0,28	0,41	0,58	0,75	0,87	0,9	0,85	0,75	0,6	0,44	0,44	0,24
<b>65</b>	0,2	0,34	0,52	0,69	0,81	0,85	0,8	0,69	0,5	0,36	0,36	0,16
<b>70</b>	0,12	0,26	0,44	0,63	0,76	0,79	0,75	0,63	0,5	0,29	0,29	0,12
<b>75</b>	0,1	0,18	0,37	0,56	0,69	0,69	0,69	0,57	0,4	0,21	0,21	0,11

## Anexo 7

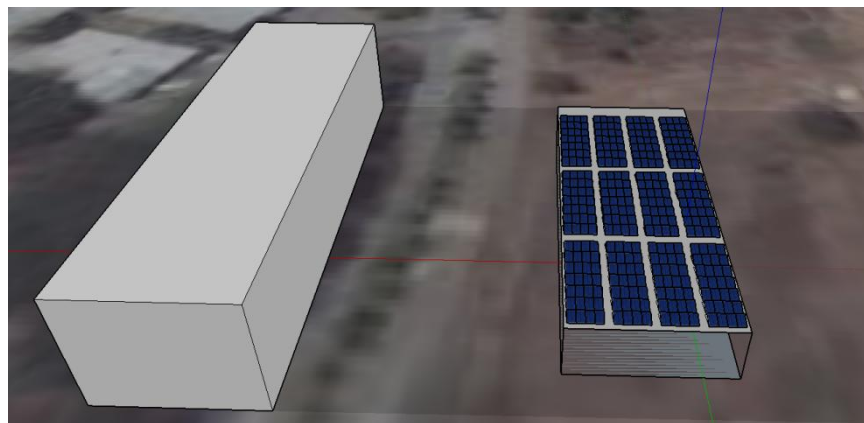
### Análisis de derrateo por sombras mediante Sketch Up

#### Vista Superior de Instalación fotovoltaica

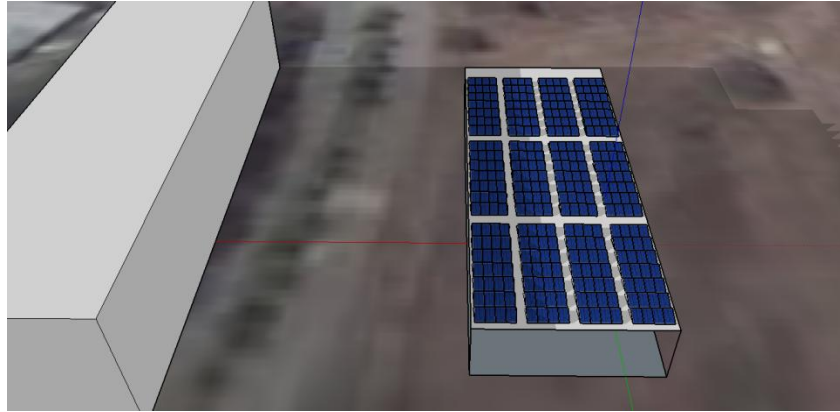


#### Simulación de Sombras según día y hora programado

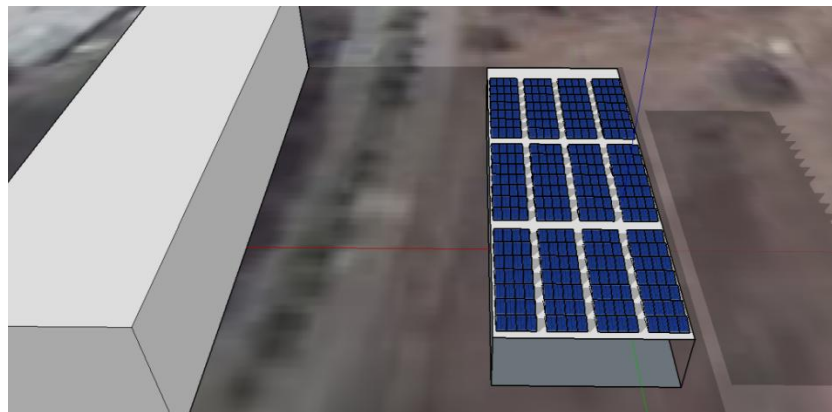
- 21 de marzo 07h00



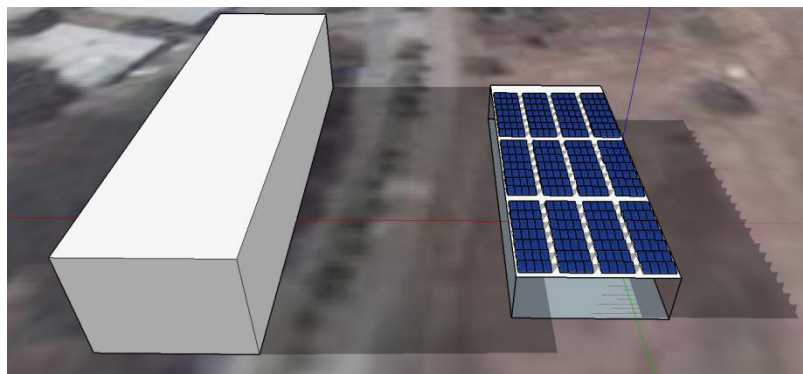
- 21 de marzo 07h15



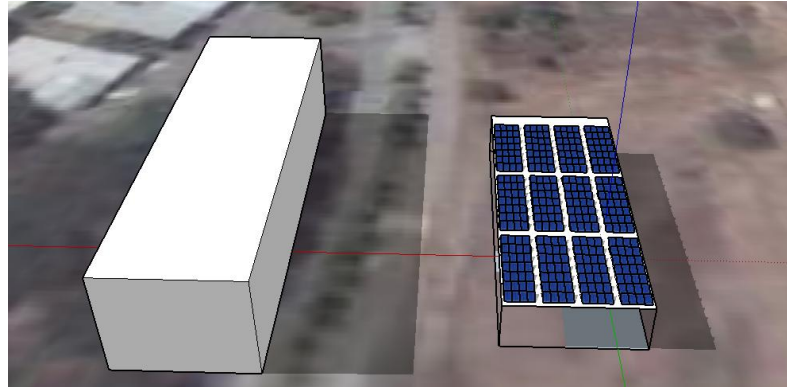
- 21 de marzo 07h30



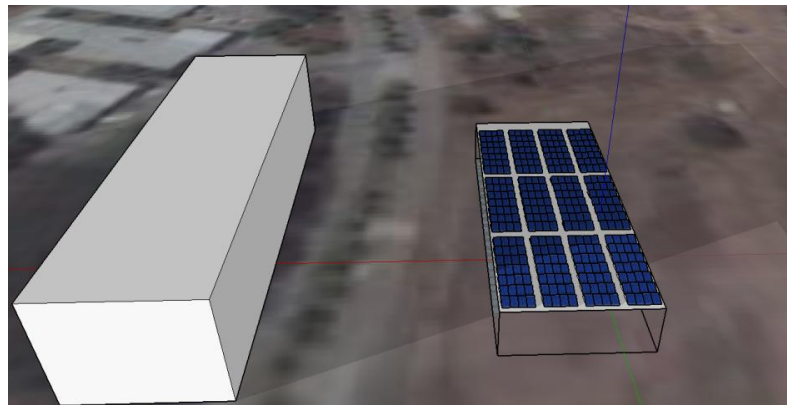
- 21 de marzo 08h00



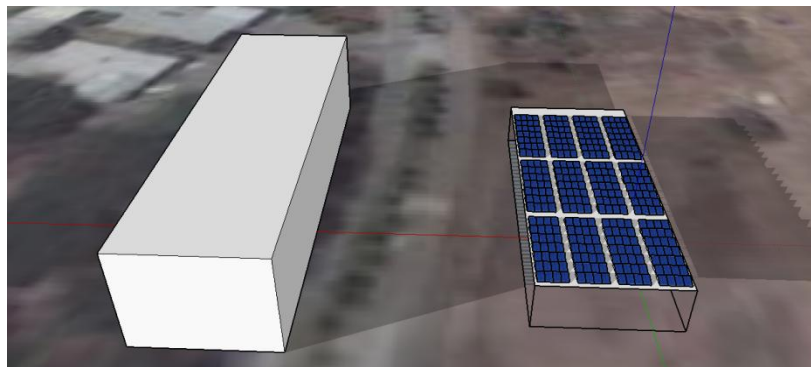
- 21 de marzo 09h00



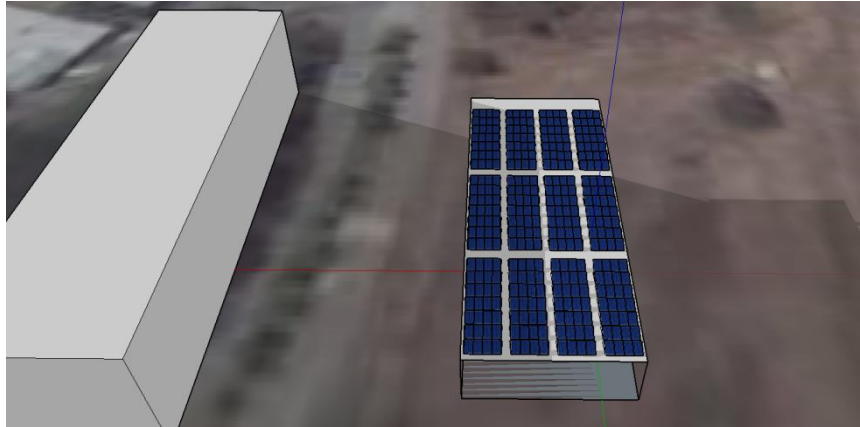
- 21 de junio 07h00



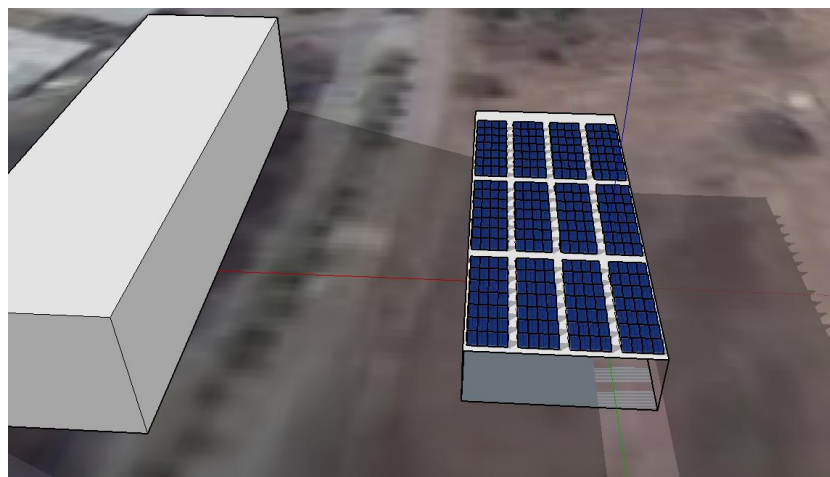
- 21 de junio 07h30



**21 de diciembre 07h00**



**21 de diciembre 07h30**





### Derrateo por Sombra por mes

Monthly Shading Derate (%)												
Face	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
10	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
11	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
12	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
13	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
14	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
15	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
16	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
17	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
18	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
19	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
2	100.00	99.97	99.87	99.82	99.87	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
20	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
21	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
22	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
23	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
24	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
25	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
26	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
27	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
28	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
29	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
3	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.68	100.00
30	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
32	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
4	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	100.00
5	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
6	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
7	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	100.00
8	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
9	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.50	99.97
<b>Mean</b>	100.00	99.97	99.87	99.81	99.83	99.99	100.00	99.99	99.64	99.19	99.51	99.98

## Anexo 8

### Cotización de Instalación Fotovoltaica


<b>PROVIENTO S.A. Energías Renovables Ecuador</b> RUC: 1791819446001			
Proforma #:	74-0315	Fecha:	10- mar -15



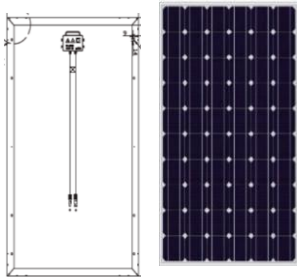

Srs. ESPOL; a continuación la proforma de un sistema de inyección trifásico de 80KWp de potencia instalada.

**Datos del cliente:**

Nombre/Razon Social:	ESPOL
Responsable / Attn.:	Kevin Vallejo
Dirección:	Guayaquil

**Proforma por:**

Equipos Medición:		Equipos Generación:		Servicios internos:		Servicios externos:	
			X				
Cantidad: #	En Stock	Descripción Item:	Valor (USD)				
			Unidad	Total			
4	Pcs	0	<b>SMA TRIPower 20000TL</b>  Un inversor de inyección de última tecnología de fabricación alemana. Equipado con dos sistema de seguimiento de MPP OptiFlex que opera el sistema siempre en el punto de máxima potencia, incluso en condiciones climatologicas cambiantes con un rendimiento nominal myor a 98%! Entrada de voltaje MPP muy ancho para permitir diferentes combinaciones de strings. Con manejo de reactivos y detección de fallas en los strings. Con 5 años de garantia técnica !  Entrada Coriente Continua (de los paneles solares) con los siguientes datos: Potencia máx. 20440 W Tensión máx: 1000 VDC Rango de tensión para MPPT: 320 - 800 VDC Corriente máx: 33 A /tracker Número MPPs: 2  Salida Sistema: Trifásica: 3 / 3 N - PE Potencia máx. 20.000VA Tensión nominal: 220 Vfn / 380 Vff VAC Frecuencia: 50, 60 Hz Factor de potencia (cos phi)= -0.8 ... 0.8 Harmónicos: <3%		8.550,00	34.200,00	

1	Pcs	0	<b>Modulo de comunicación WEBBOX</b> Con el SUNNY WEBBOX se puede realizar el monitoreo, configuración y mantenimiento del sistema via internet. Con su memoria de 8MB puede grabar los datos esenciales del sistema. 	1.000,00	1.000,00
4	Pcs	0	<b>SMA CONNECTION UNIT 1000 US</b> La caja de conexión combina una desconexión segura tipo UL con la facilidad de conectar diferentes strings al inversor. 	1.450,00	5.800,00
320	Pcs	0	<b>Panel Solar Monocristalino SIMAX 250Wp/30VDC</b> Paneles Monocristalinos de alta eficiencia Potencia: 250Wp / 0 ...+ 3% Configuración: 156 x 156mm Modules: 6 x 10 Voltaje circuito abierto/óptimo: 38.1 / 30.7V Corriente cortocircuito/óptimo: 8.80 / 8.15 A NOCT: 45°C +/-2°C Diodos Bypass: SI Dimensiones: 1640x992x50 mm Peso: 19.1 kg Certificaciones: IEC, TUV, CE Garantía técnica: 12 años Origen: China 	300,00	96.000,00
320	Pcs	0	<b>Estructura de soporte paneles solares</b> Estructuras en hierro galvanizado para instalación en piso. Material menor, pernos, tuercas, etc. 	175,00	56.000,00
4	Pcs	0	<b>Gabinete eléctrico</b> Gabinete eléctrico para alojamiento de controlador, inversor y protecciones.	300,00	1.200,00
1	Pcs	0	<b>Transformador precio aproximado</b> Transformador 220/13800 Vac	9.000,00	9.000,00
1	Glb	0	<b>Material menor</b> Material menor de conexionado eléctrico	4.800,00	4.800,00
1	Glb	0	<b>Instalación</b> Transporte, instalación, pruebas y puesta en marcha.	22.000,00	22.000,00
				SUBTOTAL:	230.000,00
				Descuento: 0%	0,00
				SUBTOTAL:	230.000,00
				IVA 12%	27.600,00
				<b>VALOR TOTAL (USD):</b>	<b>257.600,00</b>

## Anexo 9

### Cargo Tarifario CONELEC 2014

NIVEL TENSIÓN	GENERAL BAJA Y MEDIA TENSIÓN		
0-300 Superior	G4: BOMBEO AGUA - COMUNIDADES CAMPESINAS DE ESCASOS RECURSOS ECONÓMICOS SIN FINES DE LUCRO		
		0.040	0.700
	CULTOS RELIGIOSOS CON DEMANDA		
	2.622	0.050	
	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA		
	2.622	0.050	
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA		
	2.622	0.050	
		0.040	

## Anexo 10

Tabla A10.1 Histórico de costo por KWh

Año	(\$/KW)	(ctv/KWh)
2002	2,2277	4,22
2003	2,622	5,00
2004	2,622	5,00
2005	2,622	5,00
2006	2,622	5,00
2007	2,622	5,00
2008	2,622	5,00
2009	2,622	5,00
2010	2,622	5,00
2011	2,622	5,00
2012	2,622	5,00
2013	2,622	5,00
2014	2,622	6,00
2015		6,65

## Anexo 11

### Tabla vigente para liquidar el Impuesto a la Renta

Año 2015 - En dólares			
Fracción Básica	Exceso Hasta	Impuesto Fracción Básica	Impuesto Fracción Excedente
-	10.800	0	0%
10.800	13.770	0	5%
13.770	17.210	149	10%
17.210	20.670	493	12%
20.670	41.330	908	15%
41.330	61.980	4.007	20%
61.980	82.660	8.137	25%
82.660	110.190	13.307	30%
110.190	En adelante	21.566	35%

## Anexo 12

### Cálculo de beneficio bruto, BAIT, BAT, amortización y base imponible

Tabla A12.1. Beneficio Bruto a 6.65 ctv/kWh

AÑO	Beneficio Bruto
0	\$ -
1	\$ 1,654.93
2	\$ 1,684.92
3	\$ 1,714.64
4	\$ 1,744.01
5	\$ 1,772.96
6	\$ 1,801.40
7	\$ 1,829.24
8	\$ 1,856.39
9	\$ 1,882.76
10	\$ 1,908.22
11	\$ 1,932.68
12	\$ 1,955.99
13	\$ 1,978.04
14	\$ 1,998.68
15	\$ 2,017.76

**Tabla A12.2. Amortización de inversión inicial**

AÑO	Amortización
0	\$ -
1	\$ 18,153.67
2	\$ 18,153.67
3	\$ 18,153.67
4	\$ 18,153.67
5	\$ 18,153.67
6	\$ 18,153.67
7	\$ 18,153.67
8	\$ 18,153.67
9	\$ 18,153.67
10	\$ 18,153.67
11	\$ 18,153.67
12	\$ 18,153.67
13	\$ 18,153.67
14	\$ 18,153.67
15	\$ 18,153.67



**Tabla A12.3. Beneficios antes de Impuestos y Tributos a 6.65 ctv/kWh**

AÑO	BAIT
0	\$ -
1	\$ (16,498.74)
2	\$ (16,468.75)
3	\$ (16,439.03)
4	\$ (16,409.66)
5	\$ (16,380.72)
6	\$ (16,352.28)
7	\$ (16,324.44)
8	\$ (16,297.28)
9	\$ (16,270.92)
10	\$ (16,245.45)
11	\$ (16,221.00)
12	\$ (16,197.68)
13	\$ (16,175.63)
14	\$ (16,154.99)
15	\$ (16,135.91)

**Tabla A12.4. Beneficios Neto a 6.65 ctv/kWh**

AÑO	Beneficio Neto
0	\$ -
1	\$ (16,498.74)
2	\$ (16,468.75)
3	\$ (16,439.03)
4	\$ (16,409.66)
5	\$ (16,380.72)
6	\$ (16,352.28)
7	\$ (16,324.44)
8	\$ (16,297.28)
9	\$ (16,270.92)
10	\$ (16,245.45)
11	\$ (16,221.00)
12	\$ (16,197.68)
13	\$ (16,175.63)
14	\$ (16,154.99)
15	\$ (16,135.91)

**Tabla A12.5. Beneficio Bruto a 40.03 ctv/kWh**

AÑO	Beneficio Bruto
0	\$ -
1	\$ 33,278.37
2	\$ 32,824.66
3	\$ 32,363.96
4	\$ 31,895.99
5	\$ 31,420.49
6	\$ 30,937.17
7	\$ 30,445.74
8	\$ 29,945.90
9	\$ 29,437.32
10	\$ 28,919.68
11	\$ 28,392.64
12	\$ 27,855.85
13	\$ 27,308.93
14	\$ 26,751.51
15	\$ 26,183.20

**Tabla A12.6. Amortización de inversión inicial**

AÑO	Amortización
0	\$ -
1	\$ 18,153.67
2	\$ 18,153.67
3	\$ 18,153.67
4	\$ 18,153.67
5	\$ 18,153.67
6	\$ 18,153.67
7	\$ 18,153.67
8	\$ 18,153.67
9	\$ 18,153.67
10	\$ 18,153.67
11	\$ 18,153.67
12	\$ 18,153.67
13	\$ 18,153.67
14	\$ 18,153.67
15	\$ 18,153.67

**Tabla A12.7. Beneficios antes de Impuestos y Tributos a 40.03 ctv/kWh**

AÑO	BAIT
0	\$ -
1	\$ 15,124.69
2	\$ 14,670.99
3	\$ 14,210.28
4	\$ 13,742.31
5	\$ 13,266.81
6	\$ 12,783.50
7	\$ 12,292.07
8	\$ 11,792.22
9	\$ 11,283.65
10	\$ 10,766.01
11	\$ 10,238.97
12	\$ 9,702.17
13	\$ 9,155.26
14	\$ 8,597.84
15	\$ 8,029.52

**Tabla A12.8. Beneficio Neto a 40.03 ctv/kWh**

AÑO	Beneficio Neto
0	\$ -
1	\$ 13,612.23
2	\$ 13,203.89
3	\$ 12,789.25
4	\$ 12,368.08
5	\$ 11,940.13
6	\$ 11,505.15
7	\$ 11,062.86
8	\$ 10,613.00
9	\$ 10,155.28
10	\$ 9,689.41
11	\$ 9,215.07
12	\$ 8,731.96
13	\$ 8,239.73
14	\$ 7,738.05
15	\$ 7,226.57

## Anexo 13

### Depreciación de la instalación al año 2030



Gracias por utilizar el simulador de valores netos de Milk the Sun and Solarpraxis. Hemos recibido la siguiente información de su parte:

País	Ecuador	
Duración de su contrato eléctrico	15	Años
Conexión a la red	05/2015	MM/AAAA
Producción de electricidad	1,193.73	kWh/kWp
Potencia instalada	80	kWp
Coste de la instalación	243,440.77	€
Tarifa	0.3600	€/kWh
Autoconsumo	0	%
Ingresos del autoconsumo	0.3600	€/kWh
Promedio de ingresos	0.3600	€/kWh
Ingresos después del sistema de primas fotovoltaicas	0.3600	€/kWh
Pérdida anual de potencia	0.70	%
Coste operativo	4,470	€
Coste anual del alquiler	0	€
Depreciación	16,229.38	€
Período de amortización	15	Años
Inflación esperada por año	3.76	%
Tasas	3.50	%

Financiamiento		
Proporción de fondos ajenos	0	%
Deudas	0	€
Fondos propios	243,440.77	€
Tasa de interés	3.50	%
Duración	15	Años
Período sin cuotas de amortización (meses)	12	Meses

	Fecha	Valor
Valor actual	05/2030	15,367.44

El precio de venta resultado de nuestra simulación sin compromiso es:

Rentabilidad fondos propios	Valor
8	15,527.72
10	15,446.58
<b>12</b>	<b>15,367.44</b>
14	15,290.21
16	15,214.82

Todos los resultados son sin garantía. Milk the Sun and Solarpraxis no se hacen responsables de la exactitud de los datos ni de la información presentada. La información se presenta para fines informativos y no debería ser utilizada para influenciar en las decisiones de venta.