



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 una fábrica en la provincia del Guayas y análisis de viabilidad técnica y económica”

EXAMEN COMPLEXIVO

Previo a la obtención del Título de:

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

Presentado por:

Erwin Augusto Ágila Soto

GUAYAQUIL - ECUADOR

AÑO

2015

AGRADECIMIENTO

El desarrollo de este trabajo agradecerle a Dios por haberme permitido tener un año más de vida, que me ha dado la fortaleza, salud, esperanza y las capacidades para desarrollar este proyecto académico.

A mi director, Msc. Jorge Montealegre García por aportar con sus conocimientos y gran orientación para que este documento de trabajo final de grado se haya finalizado con éxito.

De una manera muy especial, a mis padres, que con sus buenos consejos inculcaron la perseverancia y buenos principios; a mi familia, esposa e hijos, amigos y compañeros de trabajo, que con sus palabras siempre nos brindaron su incondicional apoyo.

DEDICATORIA

A Dios

Por haberme permitido llegar a este logro y por la salud brindada para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi esposa e hijos

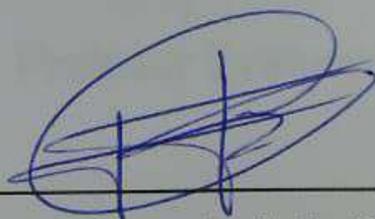
A mi esposa Elena, y mis hijos Andreina, Karla y Diego, pilares fundamentales que me brindaron toda su comprensión y la confianza para culminar con éxito esta etapa de mi vida. A todos mis familiares, amigos y compañeros de trabajo, que compartieron su amistad incondicionalmente, mi sincera gratitud.

Erwin Augusto Agila Soto

DECLARACIÓN EXPRESA

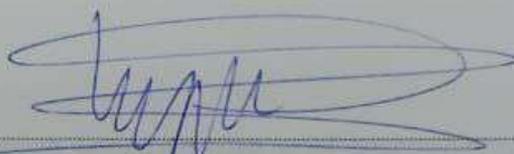
“La responsabilidad del contenido de este Trabajo de Graduación, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la **Escuela Superior Politécnica del Litoral**”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and lines, positioned above a horizontal line.

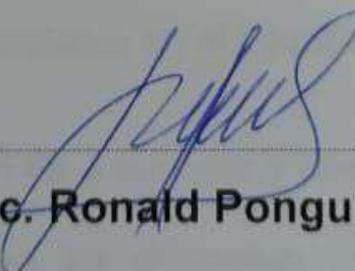
Erwin Augusto Agila Soto

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Msc. Jorge Montealegre

Profesor Evaluador



Msc. Ronald Ponguillo

Profesor Evaluador

RESUMEN

El Ecuador enfocado en el cambio de la Matriz Energética y del Plan del Buen Vivir, tiene establecido como política de Estado impulsar e incrementar la participación de la generación de energía producida con recursos renovables, para obtener energía limpia y disminuir la contaminación del medio ambiente.

Con el desarrollo de las nuevas tecnologías y el aprovechamiento óptimo del recurso solar disponible en nuestro país, se realiza el estudio del dimensionamiento de una instalación de generación distribuida conectado a la red para autoconsumo en una fábrica en la provincia del Guayas y su análisis de viabilidad técnica y económica.

En el capítulo 1, se presenta una breve descripción del uso de la energía a nivel mundial, la situación energética del sector industrial y el avance de la tecnología de la energía fotovoltaica en el Ecuador

Después en el capítulo 2, se da a conocer y describir la energía fotovoltaica como fuente de energía, en las diferentes configuraciones de sistemas fotovoltaicos, detallando todos sus componentes que lo conforman.

A continuación en el capítulo 3, se procede a utilizar los métodos de cálculo y herramientas de análisis apropiados, para obtener una adecuada ubicación y

correcta configuración del generador fotovoltaico, incluyendo su sistema de protecciones.

Posteriormente en el capítulo 4, se estima la producción generada por el sistema fotovoltaico, y las pérdidas de energía causadas por los diferentes factores externos que influyen en el óptimo funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. Luego empleando métodos y técnicas de análisis económico, con datos e índices financieros del mercado actual, poder determinar la viabilidad técnica y económica del proyecto.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones del proyecto desarrollado.

Palabras claves: Energía Solar, Sistema Fotovoltaico, Generación Distribuida, Conexión de Red, Autoconsumo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	V
ÍNDICE GENERAL	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
ABREVIATURAS.....	XV
CAPÍTULO 1	1
1. GENERALIDADES	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes	5
1.3 Justificación	13
1.4 Objetivos	16
1.4.1 Objetivo General	16
1.4.2 Objetivos Específicos.....	16
1.5 Alcance	17
1.6 Metodología	17
1.7 Regulaciones vigentes en el Ecuador	19
1.8 Pliego tarifario vigente en el Ecuador	22
CAPÍTULO 2	2
2. CONCEPTOS TEÓRICOS	2
2.1 Origen de la Energía Solar	2
2.2 Radiación Solar	27

2.2.1	Radiación solar directa.....	29
2.2.2	Radiación solar difusa.....	29
2.2.3	Radiación solar global.....	30
2.2.4	El efecto albedo.....	31
2.2.5	La irradiancia solar.....	31
2.3	El Recurso Solar en Ecuador	32
2.4	La Energía Fotovoltaica.....	34
2.4.1	El efecto fotovoltaico.....	34
2.4.2	El módulo fotovoltaico.....	34
2.4.3	Parámetros característicos del módulo fotovoltaico.....	35
2.4.4	Tipos de módulos fotovoltaicos.....	37
2.5	Los Sistemas Fotovoltaicos.....	39
2.5.1	Sistema de Generación.....	40
2.5.2	Sistema de Almacenamiento.....	40
2.5.3	Sistema de Regulación.....	41
2.5.4	Sistema de Conversión.....	42
2.6	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.....	42
2.6.1	Sistemas fotovoltaicos aislados o autónomos SFVA.....	42
2.6.2	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red SFVC.....	44
2.6.3	Sistemas fotovoltaicos híbridos SFVH.....	45
2.7	Aplicaciones de Sistemas Fotovoltaicos.....	46
2.8	La Generación Distribuida (GD).....	50
2.9	El autoconsumo y balance neto en Sistemas Fotovoltaicos.....	51
2.10	La paridad de red en los Sistemas Fotovoltaicos.....	52
CAPÍTULO 3.....		53
3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....		53
3.1	Ubicación del Sistema Fotovoltaico.....	53
3.2	Descripción de la fábrica.....	55

3.3 Normas de referencia de instalación de Sistemas Fotovoltaicos	62
3.4 Metodología del cálculo del Sistema Fotovoltaico.....	63
3.4.1 Estimación de la energía consumida en la fabrica	63
3.4.2 Selección del módulo fotovoltaico	64
3.4.3 Cálculo de la cantidad de módulos fotovoltaicos.....	65
3.4.4 Inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos	69
3.4.5 Sombras en los módulos fotovoltaicos	73
3.4.6 Selección del inversor	73
3.4.7 Determinación de cantidad de inversores	74
3.4.8 Configuración del Sistema Fotovoltaico	75
3.4.9 Dimensionamiento de Conductores del Sistema Fotovoltaico ..	77
3.4.10 Dimensionamiento de Canalización del Sistema Fotovoltaico	84
3.4.11 Dimensionamiento de Protecciones del Sistema Fotovoltaico	85
3.4.12 Sistema de Tierra del Sistema Fotovoltaico.....	88
CAPÍTULO 4	74
4. ESTUDIO ENERGÉTICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO ...	74
4.1 Cálculo de la producción de energía.....	74
4.2 Cálculo de las pérdidas y el Perfomance Ratio	83
4.2.1 Pérdidas por orientación e inclinación.....	84
4.2.2 Pérdidas por efecto de la temperatura	88
4.2.3 Pérdidas por dispersión.....	90
4.2.4 Pérdidas por suciedad.....	90
4.2.5 Pérdidas por sombreado	91
4.2.6 Pérdidas en los conductores	92
4.2.7 Pérdidas en el inversor.....	94
4.2.8 Pérdidas de disponibilidad del sistema fotovoltaico	94
4.2.9 Rendimiento global del sistema fotovoltaico	94
4.3 Estudio económico y financiero del Proyecto.....	97

4.3.1	Costos del Proyecto	97
4.3.1.1	Costo de inversión del Generador Fotovoltaico	97
4.3.1.2	Costo de operación y mantenimiento.....	99
4.3.2	Ingresos por venta de Energía Eléctrica	99
4.3.3	Técnicas de Evaluación Económica.....	100
4.3.4	Periodo de Recuperación de Inversión (PIR)	101
4.3.5	Técnica del Valor Actual Neto (VAN)	102
4.3.6	Técnica de la Tasa Interna de Retorno (TIR)	103
4.4	Análisis de Sensibilidad del Proyecto	106
4.4.1	Sensibilidad al costo de instalación.....	106
4.4.2	Sensibilidad al interés del préstamo.....	107
4.4.3	Sensibilidad al costo del kWh de energía facturada.....	107
CONCLUSIONES.....		108
RECOMENDACIONES		110
BIBLIOGRAFÍA		111
ANEXOS		116
PLANOS		165

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Producción de energía eléctrica por tipo de fuente año 2010.	5
Figura 1.2 Proyecto Euro-Solar en Ecuador.	8
Figura 1.3 Proyectos fotovoltaicos mayores a 1 MW.	9
Figura 1.4 Proyectos fotovoltaicos menores a 1 MW.	10
Figura 1.5 Consumo de energía y abonados por sectores año 2014.	12
Figura 1.6 Logotipo PUNTO VERDE al Reconocimiento Ecuatoriano Ambiental.	15
Figura 1.7 Tarifas preferenciales de Energías Renovables.	21
Figura 1.8 Cambio de precios preferenciales de Energía fotovoltaica. (Fuente propia).....	22
Figura 2.1 Equivalencia de radiación solar frente a las reservas mundiales de energía.	26
Figura 2.2 Espectro electromagnético.	27
Figura 2.3 La energía del Sol que llega a la Tierra.	28
Figura 2.4 Curvas anuales de radiación global en diferentes lugares del mundo.	30
Figura 2.5 El albedo de diferentes superficies.	31
Figura 2.6 Mediciones de la irradiancia.	32
Figura 2.7 Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.	33
Figura 2.8 El efecto fotovoltaico.	34
Figura 2.9 Estructura del módulo fotovoltaico.	35
Figura 2.10 Curva característica de un módulo fotovoltaico.	37
Figura 2.11 Tipos de módulos fotovoltaicos.	38
Figura 2.12 Esquema básico de un sistema fotovoltaico.	39
Figura 2.13 Esquema de un generador fotovoltaico montado en estructura.	40
Figura 2.14 Configuración de un sistema fotovoltaico aislado.	43

Figura 2.15 Configuración de un sistema fotovoltaico conectado a la red. ..	45
Figura 2.16 Configuración de un sistema fotovoltaico híbrido.	46
Figura 2.17 Central fotovoltaica en el desierto de Nevada.	47
Figura 2.18 Sistema de riego de granja en Chile con energía solar.	47
Figura 2.19 Sistema fotovoltaico con aplicación doméstica.	48
Figura 2.20 Sistema fotovoltaico en señalización marítima.	49
Figura 2.21 La estación espacial internacional.	49
Figura 2.22 Ejemplo de aplicación de GD en un sistema eléctrico.	50
Figura 2.23 Funcionamiento de un sistema de autoconsumo y balance neto.	51
Figura 2.24 Análisis sobre la paridad de red de energía fotovoltaica.	52
Figura 3.1 Imágenes por satélite de la ubicación de la fábrica.	54
Figura 3.2 Consumo de energía del año 2014. (Elaboración propia).....	58
Figura 3.3 Consumo de demanda de potencia del año 2014. (Elaboración propia).....	58
Figura 3.4 Demanda de potencia promedio diario típico en la fábrica.	61
Figura 3.5 Demanda de potencia día domingo en la fábrica.	61
Figura 3.6 Dimensiones de la cubierta del taller de la fábrica.....	68
Figura 3.7 Inclinación de cubierta del galpón en la fábrica.	70
Figura 3.8 Trayectoria del Sol en el Hemisferio Sur.	71
Figura 3.9 Orientación de los módulos fotovoltaicos.	72
Figura 3.10 Orientación de cubierta del galpón en la fábrica.....	72
Figura 3.11 Configuración del arreglo de módulos fotovoltaicos.....	76
Figura 3.12 Datos de temperatura en la ciudad de Guayaquil.	79
Figura 3.13 Conductor tipo unipolar.....	81
Figura 3.14 Sección y capacidad de corriente en conductores.....	82
Figura 3.15 Sección de conductores de tierra	89
Figura 4.1 Producción eléctrica mensual del generador fotovoltaico. (Elaboración propia).....	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Cantidad de abonados y energía consumida año 2013 en Guayaquil.	12
Tabla 1.2 Valor unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial.	21
Tabla 1.3 Costos de energía para clientes comerciales e industriales.	24
Tabla 3.1 Inventario de equipos eléctricos de la fábrica.	56
Tabla 3.2 Consumo y facturación de energía en la fábrica en el año 2014. .	57
Tabla 3.3 Consumo de energía y demanda de potencia promedio diario de la fabrica.	60
Tabla 3.4 Publicaciones de referencia en el NEC 2011.	62
Tabla 3.5 Consumo de equipos eléctricos en fábrica.	63
Tabla 3.6 Características técnicas del módulo fotovoltaico.	65
Tabla 3.7 Datos de irradiación solar en Guayaquil de varias fuentes.	67
Tabla 3.8 Características técnicas del inversor.	74
Tabla 3.9 Factor de corrección por temperatura en conductores.	80
Tabla 3.10 Sección y caída de voltaje de conductores DC en ramales.	82
Tabla 3.11 Sección y caída de voltaje de conductores DC principales.....	83
Tabla 3.12 Sección y caída de voltaje de conductores AC.....	83
Tabla 4.1 Promedio de radiación incidente sobre superficie inclinada en Guayaquil (kWh/m ² /día).	85
Tabla 4.2 Factor de corrección k a una latitud -2°.	87
Tabla 4.3 Pérdidas de radiación incidente sobre superficie inclinada. (Elaboración propia).....	87
Tabla 4.4 Promedio de temperatura mensual del aire en Guayaquil (°C). ...	89
Tabla 4.5 Rendimiento por efecto de la temperatura. (Elaboración propia)..	89
Tabla 4.6 Pérdidas de potencia en los conductores. (Elaboración propia)..	93

Tabla 4.7 Producción eléctrica mensual y anual del generador fotovoltaico. (Elaboración propia).....	96
Tabla 4.8 Presupuesto Referencial de la instalación fotovoltaica.	98
Tabla 4.9 Precios preferentes de energías renovables en (cUSD/kWh). ...	100
Tabla 4.10 Proyección del VAN y la TIR para el proyecto.	105
Tabla 4.11 Sensibilidad al costo del Wp instalado.	106
Tabla 4.12 Sensibilidad a la tasa de interés de la entidad financiera.....	107
Tabla 4.13 Sensibilidad al costo del kWh de la distribuidora.	107

ABREVIATURAS

CONELEC:	Consejo Nacional de Electricidad
MICSE:	Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos
INER:	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables
CNEL:	Corporación Nacional de Electricidad
MAE:	Ministerio del Ambiente del Ecuador
°C:	Temperatura grados centigrados
°F:	Temperatura grados fahrenheit
°K:	Temperatura grados kelvin
Km/s:	Velocidad kilometro por segundo
kW/m ² :	Radiación solar kilowatt por metro cuadrado
WMO:	Organización Meteorológica Mundial (inglés)
E ₀ :	Constante solar
I _{sc} :	Corriente de cortocircuito
V _{oc} :	Voltaje de circuito abierto
P _{MPP} :	Potencia máxima
I _{MPP} :	Corriente en punto de máxima potencia
V _{MPP} :	Voltaje en punto de máxima potencia
FF:	Factor de forma
DC:	Corriente continúa

AC:	Corriente alterna
INEN:	Instituto Ecuatoriano de Normalización
Wp:	Watio pico
MIDUVI:	Ministerio de Desarrollo Urbano y de Vivienda
MEER:	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
E_T :	Energía consumida en Wh
NEC:	Norma Ecuatoriana de Construcción
N_T :	Cantidad de módulos fotovoltaicos
HSP:	Hora solar pico
Ganual:	Irradiación promedio anual en Wh/m ²
E_{GFV} :	Energía producida por el generador fotovoltaica en Wh
β_{opt} :	Ángulo de inclinación óptimo
$ \phi $:	Latitud de instalación fotovoltaica
S:	Sección del conductor
L:	Longitud del conductor
I _{cc} :	Corriente cortocircuito en condiciones estándar de operación
I _N :	Corriente nominal del inversor
%V:	Caída de voltaje permisible
K _{Cu} :	Conductividad del cobre, K _{Cu} = 56 m/Ω.mm ²
P _{max FV} :	Potencia pico del generador fotovoltaico (kWp)

$G_{dm(\alpha,\beta)}$:	El promedio mensual de radiación incidente sobre una superficie con inclinación y orientación (kWh/m ² /día)
PR:	El performance ratio del generador FV
γ :	Coeficiente de variación de potencia por temperatura
T_C :	Temperatura de la celda FV en condiciones STC
T_a :	Temperatura ambiente promedio del lugar
PIR:	Periodo de recuperación de inversión
VAN:	Valor actual neto
TIR:	Tasa interna de retorno

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1 Introducción

Constantemente el ser humano ha buscado formas de utilizar y aprovechar la energía para obtener una mejor calidad de vida. Todo lo que nos rodea y podemos percibir en la naturaleza es producto de algún tipo de energía.

Se define como **energía** a la propiedad, característica o cualidad de un elemento o sistema físico relacionado con los cambios o procesos de transformación en la naturaleza.^[1]

¹ natureduca.com

En la actualidad existen diversas fuentes de energía, constituyéndose el Sol como la fuente de energía más importante para el hombre.

“La cantidad de energía que se recibe anualmente del Sol se estima del orden de 149 millones de kWh, cantidad muy superior al consumo mundial de energía de nuestro planeta, pero el problema radica en convertirla de una forma eficiente en energía eléctrica.”^[2]

Desde el punto de vista tecnológico y económico, la energía es aprovechada como recurso natural en actividades aplicadas a la vida cotidiana y a la industria permitiendo transformar y producir un bien o servicio. Según la fuente donde proviene, la energía puede ser convencional (no renovable), y alternativa (renovable).

Renovable proviene de aquello que se puede renovar, algo que se puede transformar, restituirse y reutilizarse.^[3]

Al establecer este precedente se conoce que las energías renovables se obtienen a partir de fuentes naturales inagotables, y contiene

² madrid.org

³ definicion.de/energia-renovable/

diferentes áreas en las que se desenvuelven, teniendo en cuenta proyectos:

- Solares (paneles y colectores solares),
- Eólicos (aerogeneradores),
- Hidráulicos (hidroeléctricas),
- Geotérmicos (bombas de calor),
- Biomasa (material orgánico),
- Mareomotriz (represas submarinas).

Dentro de las incomparables formas de utilización de la energía proveniente del sol, la fotovoltaica tiene la particularidad en ser la única que se convierte directamente en electricidad, sin utilizar agua, es versátil, silenciosa, flexible, y de fácil instalación incluso por partes, generando energía renovable de manera inmediata y en la actualidad se puede decir que tiene un riesgo tecnológico bajo.

Una desventaja significativa que debe solucionar la energía fotovoltaica es su costo elevado, y en la actualidad del siglo XXI con los altibajos tan pronunciados del precio del barril de crudo es dificultoso anunciar un pronóstico de competitividad en relación al

precio del kWh producido por las fuentes de energía de combustibles fósiles.

La energía solar fotovoltaica está indicada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite generar electricidad, bien sea para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de la red eléctrica (sistemas fotovoltaicos autónomos) o bien para generar energía a la red eléctrica (sistemas conectados a la red).

En dependencia de las tecnologías de fabricación de los diversos paneles solares, el precio del kWh fotovoltaico es de 2 a 3 veces superior al precio del kWh producido por medios convencionales, sin embargo con el incremento de los volúmenes de producción de la energía fotovoltaica se reducen de manera importante los costos.

Con el propósito de contribuir en la construcción de salidas viables a la situación energética actual del país y en la cimentación de un futuro sostenible se presenta que la industria es sin lugar a duda el mayor consumidor de energía. Y poder establecer un alivio a las redes y un ahorro a la industria como es el enfoque de este estudio.

1.2 Antecedentes

Con la llegada de la Revolución Industrial en el proceso de transformación económica, social y tecnológica, la industria se ha convertido en uno de los sectores más importantes para el desarrollo de un país. Los procesos industriales involucran equipos, tecnología y productos que requieren un alto consumo de energía.

La industria ha sido uno de los mayores consumidores de energía, a finales del siglo XVIII con la revolución industrial la mayor fuente de energía eléctrica proviene de los combustibles fósiles (el carbón y el gas natural). Figura 1.1.

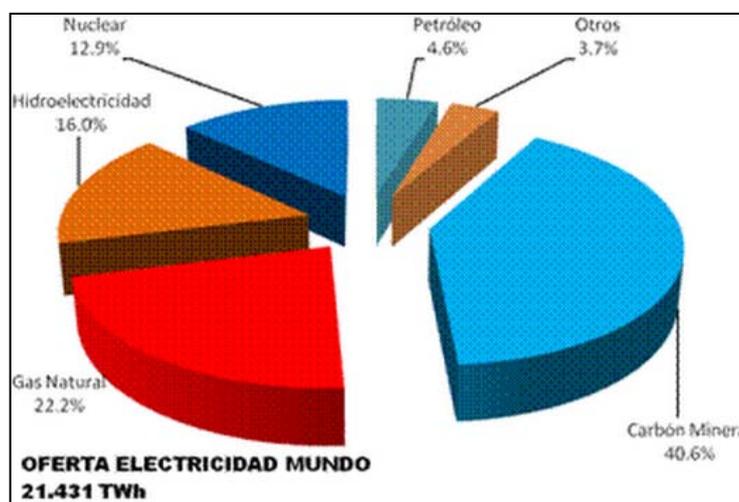


Figura 1.1 Producción de energía eléctrica por tipo de fuente año 2010.⁴

⁴ Agencia Internacional de Energía (AIE)

La industria analiza como disminuir la dependencia de esta materia prima a través de las energías renovables.

La aplicación de la energía fotovoltaica en el Ecuador, se la realiza en el año de 1982, se aplica con la aprobación de la Ley de Fomento de Energías No Convencionales, en ese año fueron contratados algunos profesionales con la finalidad que laboren en el Instituto Nacional de Energía además para que investiguen sobre la energía fotovoltaica y otras fuentes de energías no renovables.

En el caso particular en nuestro país, en lo referente a la utilización de tecnologías limpias, la Constitución en su artículo 413, establece que *“El Estado promoverá la Eficiencia Energética, el desarrollo y uso de tecnologías [...], 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]

Con la creación de CONELEC, en la década de 1990, (Consejo Nacional de Electricidad), la cual es un organismo gubernamental de regulación y control, se dieron los primeros pasos acerca de la implementación de los Sistemas Fotovoltaicos Aislados.

⁵ Constitución de la Republica, Asamblea Nacional, 2008

En torno al tema presentado, la ley de Régimen del Sector Eléctrico y el CONELEC, establecen que: *“El Estado fomentara el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas”*.^[6]

A finales del año 2006, el Ecuador suscribe un convenio regional del Programa EURO-SOLAR para promover las energías renovables, con el objetivo de mejorar las condiciones de vida de las poblaciones más desfavorecidas de la región, a través de mecanismos de ampliación del acceso a la electricidad y al desarrollo de servicios básicos (telecomunicaciones, salud y educación). Ver Anexo 1.1.

La implementación final del proyecto fue en el año 2012, con un total de 91 instalaciones de generación eléctrica a través de energía fotovoltaica, de 1100 Wp cada una, beneficiando a 39,629 habitantes, distribuidos en las comunidades de 7 provincias del Ecuador que son: Guayas, Esmeraldas, Sucumbíos, Orellana, Napo, Pastaza y Morona Santiago. Figura 1.2.

⁶ Ley del Régimen del Sector Eléctrico, CONELEC, 2010.

Con la aprobación por parte del CONELEC de la regulación del incentivo a la empresa privada para generar energía a partir de recursos renovables, donde incluyo precios preferenciales para la energía solar de 40.03 cUSD/kWh en el Ecuador Continental y 44.03 cUSD/kWh en Galápagos, por un periodo de 15 años, hasta diciembre del año 2012 se presentaron varias compañías para la generación de energía fotovoltaica.

Con un total de 15 proyectos mayores a 1 MW y 282 MW de potencia a instalar. Figura 1.3.

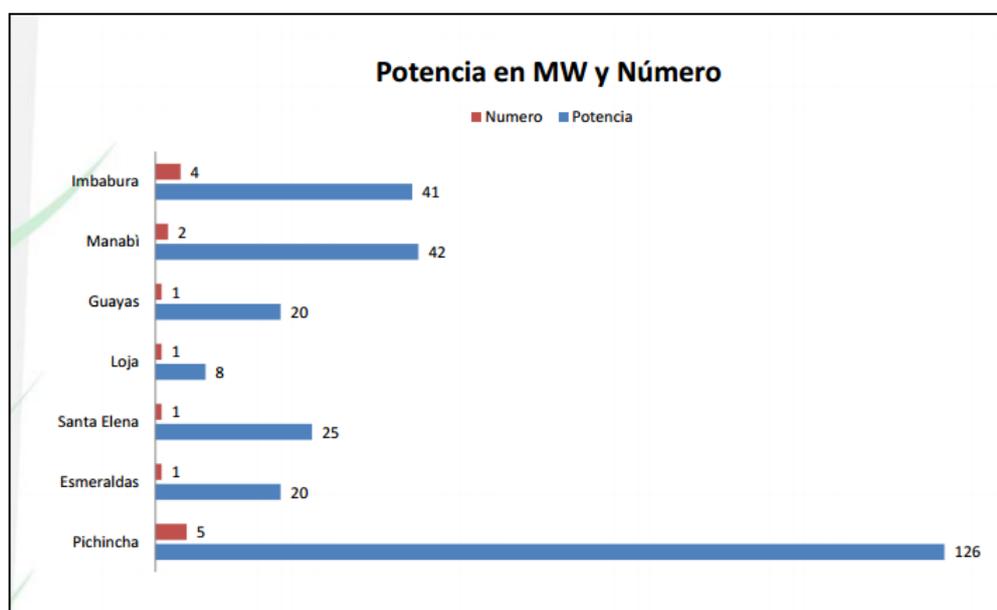


Figura 1.3 Proyectos fotovoltaicos mayores a 1 MW.⁹

⁹ iner.gob.ec

En la provincia del Guayas, se implementa el proyecto fotovoltaico “VAIANA” de 20 MW, desarrollado en cuatro etapas de 5 MW cada una.^[10]

Con un total de 77 proyectos menores a 1 MW y 73.7 MW de potencia a instalar. Figura 1.4.

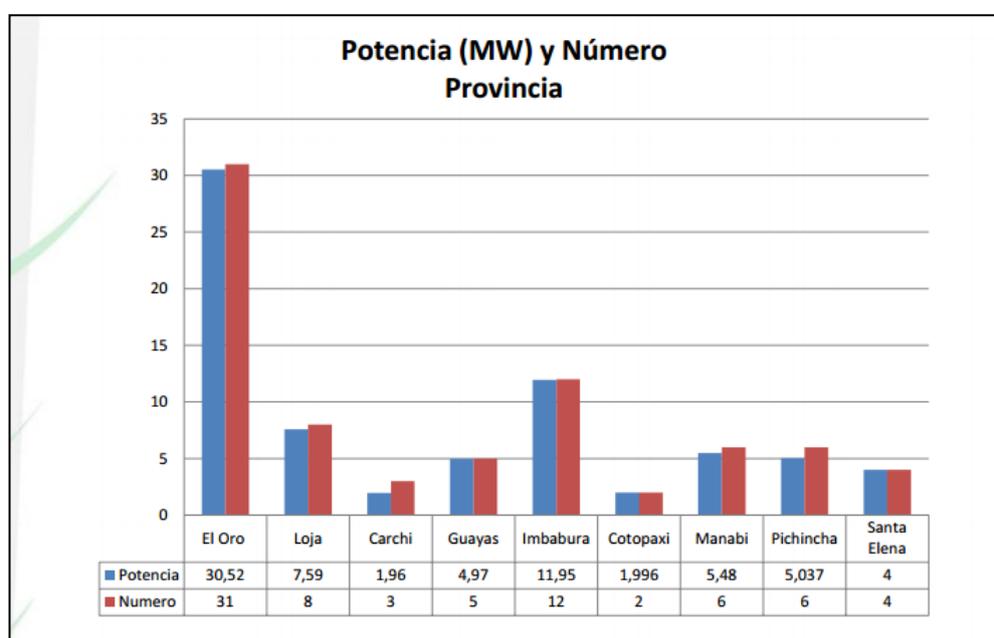


Figura 1.4 Proyectos fotovoltaicos menores a 1 MW. ¹¹

La implementación y ejecución de estos proyectos da un total de 355 MW, que representa el 8% de la potencia nominal del país en el año 2012, que fue de 4,795 MW.

¹⁰ elcomercio.com

¹¹ iner.gob.ec

Según el Balance Energético Nacional del 2014 elaborado por el Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos (MICSE), la industria consume el 29% de la energía eléctrica en el Ecuador.^[12]

Por esta razón, a través del Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), se ha propuesto iniciativas para el uso de recursos renovables para la generación de energía eléctrica en el sector industrial.

A finales del año 2014, por decisión del gobierno central la Eléctrica de Guayaquil, paso a formar parte de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), como Unidad de Negocio Guayaquil con un total de 655,355 abonados, de los cuales los pertenecientes al sector industrial es menos del 1%. Tabla 1.1.

¹² sectoresestrategicos.gob.ec

Categoría	Cantidad Abonados	%	Consumo Energía (Mwh)	%
Residencial	574,048	87.60%	1,302,851	29.16%
Comercial	74,692	11.40%	1,036,598	23.20%
Industrial	2,753	0.42%	1,578,979	35.34%
Otros	3,842	0.58%	549,832	12.30%
TOTAL	655,335	100.00%	4,468,260	100.00%

Tabla 1.1 Cantidad de abonados y energía consumida año 2013 en Guayaquil. ¹³

Sin embargo, a nivel de consumo de energía eléctrica representa un poco más de la tercera parte (35%) de la energía eléctrica consumida.

Figura 1.5.

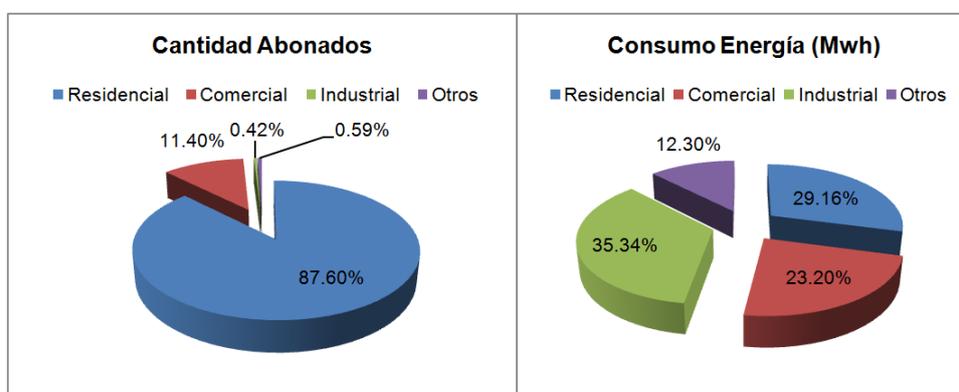


Figura 1.5 Consumo de energía y abonados por sectores año 2014. ¹⁴

¹³ conelec.gob.ec

¹⁴ Fuente: Elaboración propia

1.3 Justificación

Los proyectos fotovoltaicos traen una nueva visión a la generación de energía de manera tradicional. En los tiempos de ahora el eco de la energía verde o Green Energy busca establecer que los usuarios se concienticen con respecto a que la energía proveniente de los fósiles es un bien no renovable, por ende se agotará.

Existen empresas que predicen una reserva de combustibles fósiles de aproximadamente de 100 años ^[15]; que el primer combustible fósil que desaparecerá es el petróleo, luego el gas natural y posterior a esto el ser humano terminara con el carbón, su búsqueda tradicional en el suelo firme se ha extendido hacia el mar conformando así plataformas para la inspección y extracción del bien preciado.

La generación de energía con fuentes tradicionales y el incremento del consumo energético, forman parte de la fuente de contaminación del agua, suelo, medio ambiente y de los sistemas ecológicos.

Por cada átomo de carbón que se extrae del subsuelo y se transforma en energía efectiva, varias moléculas de óxido de carbono, de

¹⁵ bp.com

nitrógeno y otros compuestos productos de la combustión y mezcla de gases es emitido a la atmósfera.

El abuso por la sobre-explotación y el uso de los combustibles fósiles han provocado daños directos al medio ambiente debido a la emisión de gases de efecto invernadero. Algunos de los más severos puede ser el calentamiento global del planeta, derrames de combustible en el mar, contaminación ambiental en las ciudades, entre otros.

Las investigaciones y estudios realizados hasta la actualidad, han permitido demostrar que el desarrollo de la energía fotovoltaica, ha contribuido de forma notable a la protección y cuidado del medio ambiente.

Como tal promover los proyectos de energía renovable, se convierte en un medio de ahorro económico y ambiental. Logrando así que las industrias se interesen más en este tipo de proyectos, que buscan obtener fuentes de energía limpia y permanente a un costo competitivo.

Que sus productos y servicios, obtengan el PUNTO VERDE de parte de la entidad calificadora el Ministerio del Ambiente del Ecuador (MAE), entidad que fomenta la producción con energía que disminuye

las emanaciones contaminantes al medio ambiente, comprometiéndolos con la conservación y la protección del medio ambiente. Figura 1.6.



Figura 1.6 Logotipo PUNTO VERDE al Reconocimiento Ecuatoriano Ambiental. ¹⁶

¹⁶ ambiente.gob.ec

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Realizar el dimensionamiento de una instalación de generación distribuida conectado a la red para autoconsumo en una fábrica en la provincia del Guayas con su debido análisis de viabilidad técnica y económica.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Efectuar un análisis de la disponibilidad del recurso energético solar en la provincia del Guayas.
- Analizar los requisitos y normas necesarias para suministrar la energía generada mediante módulos fotovoltaicos a la red eléctrica de distribución.
- Calcular y seleccionar los elementos que forman parte del sistema de generación de energía solar fotovoltaica.
- Establecer el orden de los procesos para un óptimo cálculo y dimensionamiento del sistema fotovoltaico.
- Analizar la factibilidad del desarrollo del proyecto, y determinar la eficiencia técnica y rentabilidad en el tiempo.

1.5 Alcance

El presente trabajo detalla el diseño de un sistema solar fotovoltaico aplicado en una empresa de fabricación de accesorios, piezas, electrocanales, tableros uso eléctrico y gabinetes modulares de metal a pequeña escala de producción, situada en la Lotización Santa Adriana, en la ciudad de Guayaquil, provincia del Guayas.

Dentro del diseño se establece el levantamiento de cargas de las distintas áreas ya explicadas en los antecedentes, el diseño de la planta, finalmente el diseño del acoplamiento del sistema fotovoltaico.

En lo que respecta al análisis técnico - económico del sistema fotovoltaico, se lo realizará en función a equipos existentes que proveen en el mercado local con su respectivo análisis de sensibilidad de precios y costos.

1.6 Metodología

El presente trabajo cuenta con 5 capítulos, los cuales serán desarrollados bajo la tutoría del docente Msc. Jorge Montealegre G.

La metodología utilizada se detalla a continuación, realizando una breve descripción de los mismos:

Fase 1

- Levantamiento de información
- Recopilación de Datos
- Clasificación de Datos

Fase 2

- Pre-Diseño para análisis de cargas
- Pre-Diseño para sistema Fotovoltaico
- Diseño de cargas y sistema fotovoltaico

Fase 3

- Análisis técnico del sistema
- Análisis económico y análisis de sensibilidad de escenarios.

Fase 4

- Conclusiones y recomendaciones

La fase 1 se desarrollara en el campo, con lo que se podrá observar en el trabajo fotos del sitio e imágenes tomadas del Google Earth y sistema GIS (CNEL – Unidad de Negocios Guayaquil).

La fase 2, 3 y 4 serán el desarrollo del trabajo en oficina.

1.7 Regulaciones vigentes en el Ecuador

En el Ecuador se ha avanzado en la planificación y el desarrollo, en la manera de incluir este tipo de energías dentro de la matriz de generación eléctrica del país, y de acuerdo a lo dispuesto en la Constitución de Montecristi, resolvió ceder esta labor a la empresa privada. El CONELEC, se ha encargado de crear las normas y regulaciones necesarias, para que la empresa privada invierta en las nuevas tecnologías de las energías renovables.

Las normas y regulaciones están vigentes desde septiembre del año 2000, la misma que es destinada para el ***“Tratamiento para la Energía producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales”***.^[17]

En esta regulación se definen los lineamientos a seguir en lo que respecta a los requisitos, precios, su 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 energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás,

¹⁷ conelec.gob.ec

fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

Sin embargo esta regulación ha venido presentando cambios y modificaciones realizados por el ente regulador, en relación al precio preferencial del kWh producido de energía fotovoltaica.

- Regulación No. CONELEC 008/00, aprobada el 27 de septiembre del 2000, con un precio 13.65 (cUSD/kWh)
- Regulación No. CONELEC 003/02, aprobada el 26 de marzo del 2002, con un precio 13.65 (cUSD/kWh).
- Regulación No. CONELEC 004/04, aprobada el 24 de diciembre del 2004, con un precio 28.37 (cUSD/kWh).
- Regulación No. CONELEC 009/06, aprobada el 19 de diciembre del 2006, con un precio 52.04 (cUSD/kWh).

La ultima regulación que fue emitida por parte del CONELEC, fue:

- Regulación No. CONELEC 004/11, aprobada el 14 de abril del 2011, con un precio 40.03 (cUSD/kWh). Figura 1.7.

CENTRALES	Territorio Continental cUSD/kWh	Territorio Insular de Galápagos cUSD/kWh
EÓLICAS	9,13	10,04
FOTOVOLTAICAS	40,03	44,03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11,05	12,16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9,60	10,56
GEOTÉRMICAS	13,21	14,53

Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (Regulación No. CONELEC 004/11)

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

5/02/2014

Figura 1.7 Tarifas preferenciales de Energías Renovables. ¹⁸

Estos precios estarán vigentes por un periodo de 15 años, para centrales que entren en operación hasta el año 2012. Anexo 1.2.

En esta regulación se crea la determinación de recursos a ser destinados a la cuenta para el Estado del **Buen Vivir Territorial**.

Tabla 1.2.

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	2,39	2,62
Fotovoltaicas	11,80	12,99
Solar Termoeléctrica	8,74	9,61
Corrientes Marinas	12,77	14,05
Biomasa y Biogás < 5 MW	2,86	3,5
Biomasa y Biogás > 5 MW	2,50	2,75
Geotérmicas	3,36	3,69

Tabla 1.2 Valor unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial. ¹⁹

¹⁸ meer.gob.ec

¹⁹ conelec.gob.ec

Como se observa, el precio preferente de la energía fotovoltaica ha tenido cambios en cada Regulación publicada por el CONELEC.

Figura 1.8.

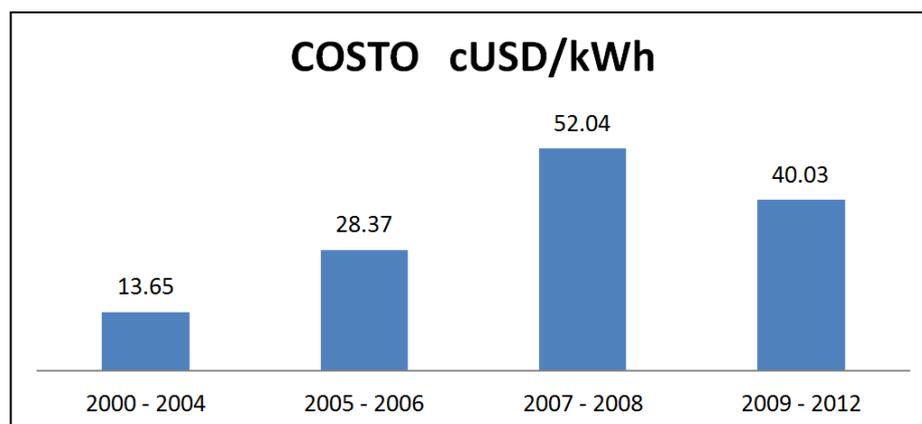


Figura 1.8 Cambio de precios preferenciales de Energía fotovoltaica. (Fuente propia)

1.8 Pliego tarifario vigente en el Ecuador

El Pliego Tarifario se sujeta a las disposiciones establecidas en el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y en la Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas; y en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor y su correspondiente Reglamento, en los aspectos atinentes a la prestación del servicio de energía eléctrica.^[20]

²⁰ conelec.gob.ec

La Tarifa general de baja tensión con registrador de demanda horaria, se aplica a los consumidores de la Categoría General de Baja Tensión, cuya potencia contratada sea superior a 10kW, que dispongan de un registrador de demanda horaria que permita identificar los consumos de potencia y energía en los periodos de punta, media y base, con el objeto de incentivar el uso de energía en los periodos horarios de punta, media y base, con el objeto de incentivar el uso de energía en las horas de menor demanda (22h00 hasta las 07h00). El consumidor deberá pagar la energía eléctrica los cargos bajo la estructura presentada en el Anexo 1.3.

A continuación se presenta un resumen de los precios considerados en pliego tarifario vigente, para usuarios de tarifa general en baja tensión con registrador de demanda horaria servicio tipo comercial e industrial en la ciudad de Guayaquil. Tabla 1.3.

COMERCIALIZACION DE ENERGIA	
kWh/mes	cUSD/kWh
0 - 300	1.410
301 - 500	2.826
501 - 1000	4.240
> 1000	7.066
CONSUMO DE ENERGIA	
HORARIO	cUSD/kWh
07h00 - 22h00	0.092
22h00 - 07h00	0.074
DEMANDA	
HORARIO	cUSD/Kw
00h00 - 24h00	4.055

Tabla 1.3 Costos de energía para clientes comerciales e industriales.²¹

²¹ cnel.gob.ec/unidaddenegocioguayaquil

CAPÍTULO 2

2. CONCEPTOS TEÓRICOS

2.1 Origen de la Energía Solar

El sol es el elemento más importante en nuestro sistema solar. Es el objeto más grande y contiene aproximadamente el 98% de la masa total del sistema solar.

El sol es el origen de la energía solar y de las otras fuentes renovables de energía. Esta estrella alcanza temperaturas de 15 millones °C (27 millones °F) y presión tan intensa que se producen las reacciones nucleares. Esta diferencia de cerca de 4×10^6 Tm es convertida en energía, la cual es liberada desde el núcleo del sol y transportada hacia el espacio por fenómenos de radiación y convección.

En una sola hora, la Tierra recibe una cantidad de energía equivalente a la necesaria para suplir todas sus necesidades energéticas durante un año. Esta estimación es equivalente a 5.000 veces la cantidad de todo el consumo energético del planeta. Figura 2.1.

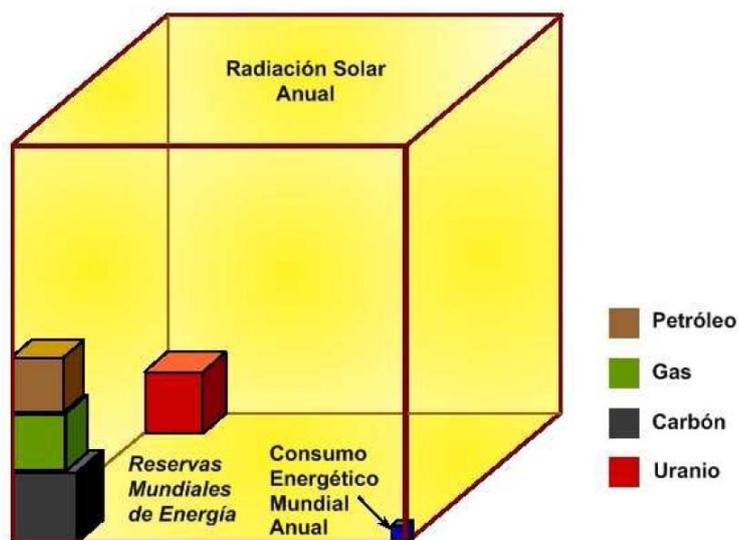


Figura 2.1 Equivalencia de radiación solar frente a las reservas mundiales de energía.²²

El Sol emite al espacio energía en forma de radiación electromagnética, la cual puede desplazarse en el vacío, es decir, no requiere medio material para propagarse. Después de pasar por la atmósfera, donde sufre un proceso de debilitamiento por difusión, reflexión en las nubes y de absorción por las moléculas de gases (como el ozono y el vapor de agua) y por partículas en suspensión, la

²² portal-energia.com

radiación solar alcanza la superficie terrestre oceánica y continental que la refleja o la absorbe. La cantidad de radiación absorbida por la superficie es devuelta en dirección al espacio exterior en forma de radiación de onda larga, con lo cual se transmite calor a la atmósfera.^[23]

2.2 Radiación Solar

La radiación solar es el conjunto de energía electromagnética emitida por el sol, el cual es una estrella brillante y que se encuentra a una temperatura de 6000°K (5726°C).

La velocidad con que se emiten estas ondas electromagnéticas desde el sol hacia los diferentes lugares en la galaxia es de 230km/s. El conjunto de ondas solares se denomina espectro solar. Figura 2.2.

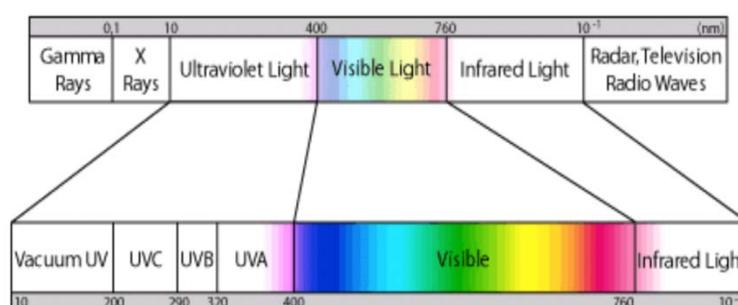


Figura 2.2 Espectro electromagnético.²⁴

²³ siac.gov.co

²⁴ aemet.es

De la enorme cantidad de energía que emite constantemente el Sol, una parte llega a la atmósfera terrestre en forma de radiación solar. De esta, el 16% es absorbida por la estratosfera y la troposfera y el 22.5% por el suelo; el 4% es reflejada directamente al espacio desde el suelo. La atmósfera difunde el 17.5% de la radiación, del cual el 10.5% es absorbido por el suelo y el 7% regresa al espacio exterior. Las nubes reflejan al espacio exterior un 24%, absorbiendo un 1,5% y enviando al suelo como radiación difusa, el 14,5%, que es absorbido por el mismo suelo. Figura 2.3.

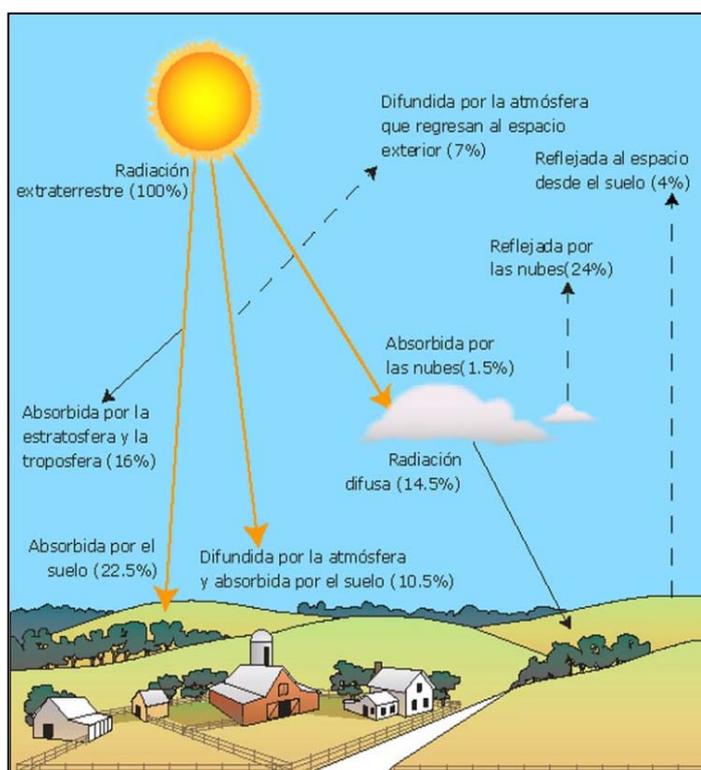


Figura 2.3 La energía del Sol que llega a la Tierra. ²⁵

²⁵ es.wikipedia.org

Dado esto, tenemos que el 47,5% de la radiación llega efectivamente a la superficie de la Tierra, en forma de:

- Radiación directa
- Radiación difusa
- Radiación reflejada o albedo

2.2.1 Radiación solar directa

Es la radiación solar que llega a la Tierra en forma de rayos provenientes del Sol sin haber sufrido difusión, ni reflexión alguna.

Su característica básica es emitir una sombra definida sobre la tierra, cuando algún objeto opaco se interpone en su camino de incidencia sobre la superficie terrestre.

2.2.2 Radiación solar difusa

La radiación solar difusa es aquella radiación, que al transportarse a través de la atmosfera es absorbida por las nubes o por la atmosfera misma, y se esparce en diferentes direcciones. Cuando no hay nubes en el cielo, la radiación difusa se produce por medio del proceso de difusión a través de partículas atmosféricas.

2.2.3 Radiación solar global

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

La radiación solar global diaria es el total de la energía solar en el día y sus valores típicos están dentro del rango de 0.3 a 8 kW/m². Figura 2.4.

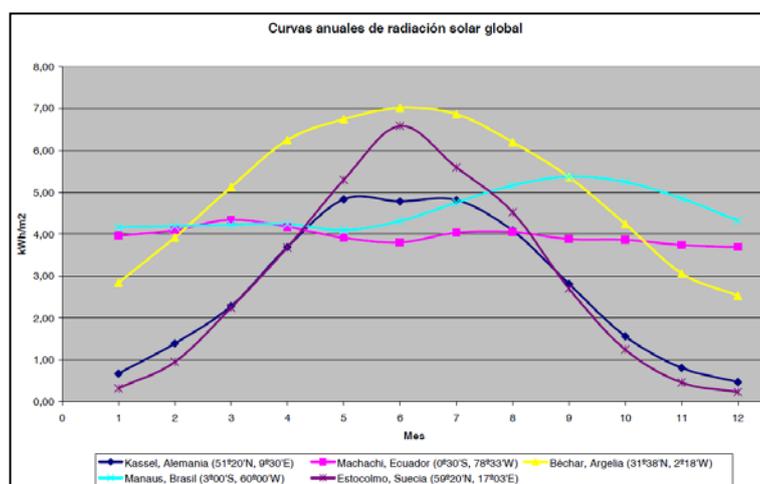


Figura 2.4 Curvas anuales de radiación global en diferentes lugares del mundo.²⁶

²⁶ nasa.gov.ec

2.2.4 El efecto albedo

El efecto albedo es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre la misma, es decir es la radiación solar que se devuelve a la atmosfera después de chocar con la superficie terrestre. Figura 2.5.

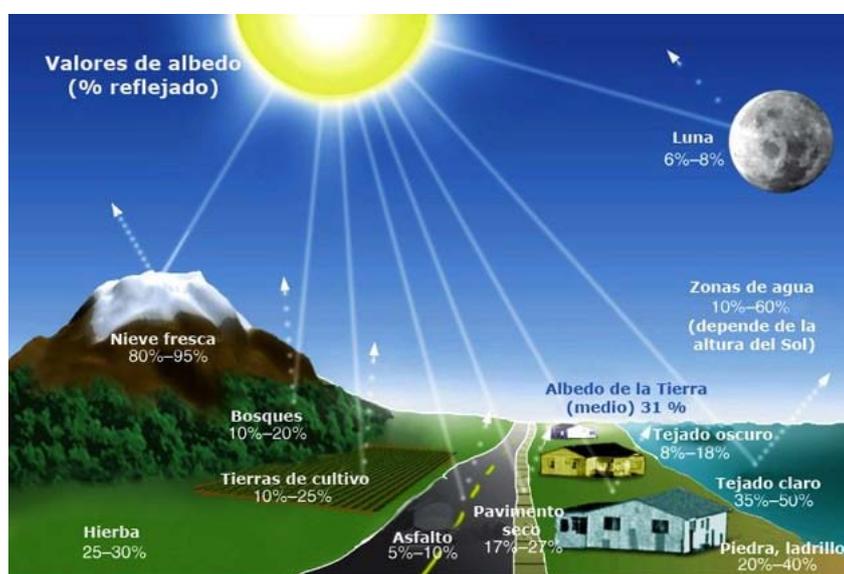


Figura 2.5 El albedo de diferentes superficies.²⁷

2.2.5 La irradiancia solar

La irradiancia solar es la cantidad de energía proveniente del sol, por unidad de área, que recibe todo punto por encima de la atmosfera terrestre, en cada instante de tiempo.

²⁷ insidethenature.wordpress.com

Para fines de aplicaciones se considera como una constante, llamada Constante Solar, con un valor promedio anual de $E_0=1367 \text{ W/m}^2$, este valor es considerado por la Organización Meteorológica Mundial (WMO). Figura 2.6.

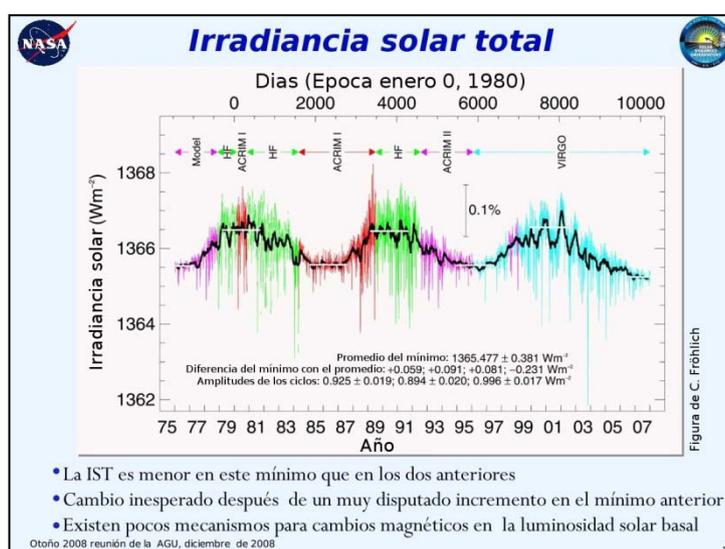


Figura 2.6 Mediciones de la irradiancia. ²⁸

2.3 El Recurso Solar en Ecuador

Ecuador posee un buen recurso solar, debido a la ventaja que posee por su ubicación geográfica. El ángulo con el que incide la radiación solar sobre la superficie es perpendicular durante todo el año, a

²⁸ nasa.gov.ec

diferencia de otros lugares que varía de acuerdo a las estaciones del año.

Desde agosto del 2008, el Ecuador posee un Atlas de Irradiación Solar, desarrollado por la Corporación para la Investigación Energética, en la que se pueden encontrar datos georeferenciados sobre radiación global, difusa y directa en el Ecuador continental.

Figura 2.7.

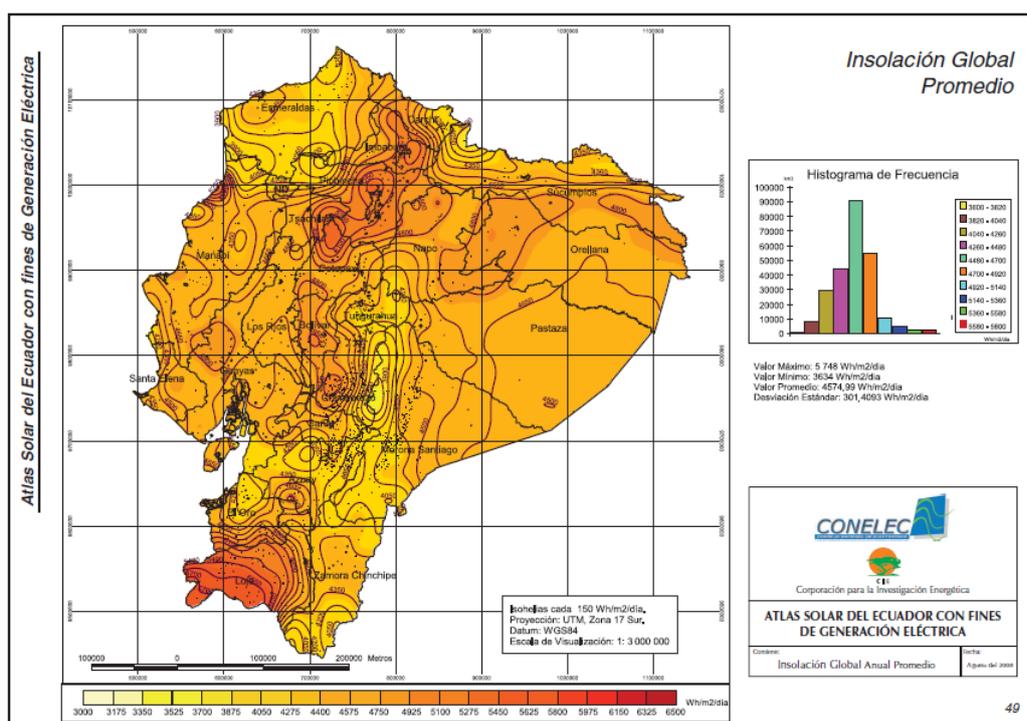


Figura 2.7 Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.²⁹

2.4 La Energía Fotovoltaica

2.4.1 El efecto fotovoltaico

Es el proceso de conversión de energía que consiste en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica, por medio de dispositivos semiconductores llamados células fotovoltaicas. Figura 2.8.

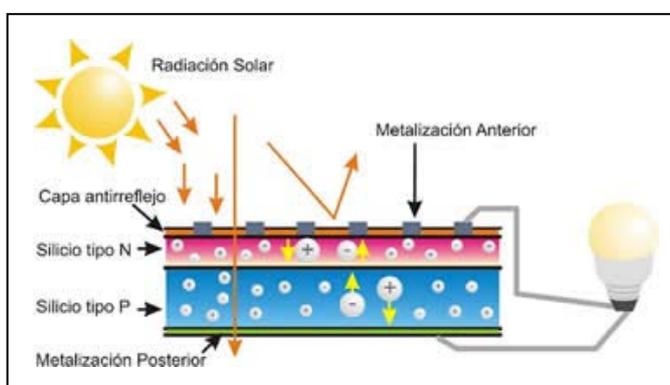


Figura 2.8 El efecto fotovoltaico.³⁰

2.4.2 El módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es la agrupación de células ensambladas y encapsuladas en un sistema mecánicamente estable, que facilita la captación de radiación en la célula y su interconexión en sistema fotovoltaico para el aprovechamiento de la energía eléctrica generada. Figura 2.9.

³⁰ ujaen.es

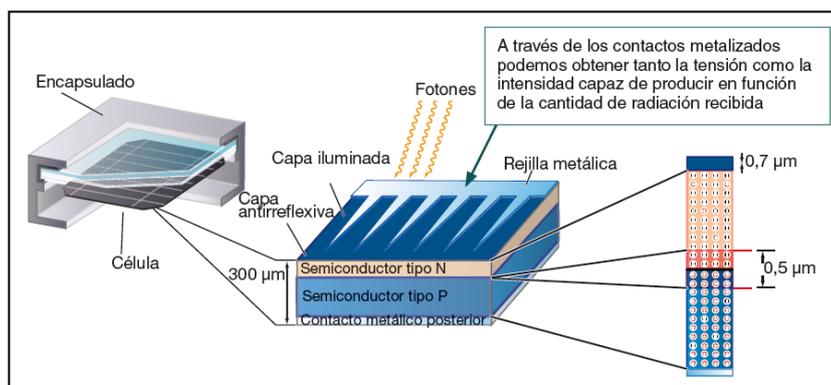


Figura 2.9 Estructura del módulo fotovoltaico.³¹

El principal elemento utilizado para la fabricación de módulos fotovoltaicos y es utilizado como materia prima es el silicio (Si).

2.4.3 Parámetros característicos del módulo fotovoltaico

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):**

Corresponde al máximo valor de corriente que puede circular por el módulo fotovoltaico cuando sus terminales están cortocircuitados. La I_{sc} tiene un valor de 3A para células cristalinas estándar.

- **Voltaje de circuito abierto (V_{oc}):**

Es el máximo voltaje que se obtiene en los extremos del módulo fotovoltaico, y se produce cuando el módulo fotovoltaico no está conectado a ninguna carga. Normalmente, está comprendido entre 0.5V y 0.6V para células cristalinas.

³¹ unia.es

- **Potencia máxima (P_{MPP}):**

Es la máxima potencia que entrega el modulo fotovoltaico en determinadas condiciones de operación.

- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPP}):**

Es el valor de la corriente para P_{mpp} , en determinadas condiciones de operación.

- **Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{MPP}):**

Es el valor del voltaje para P_{mpp} , en determinadas condiciones de operación.

- **Factor de forma (FF):**

Corresponde al cociente entre la máxima potencia que puede entregar el panel fotovoltaico a la carga y el producto de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. En las células solares más habituales, los valores típicos de FF son 0.7 a 0.8.

$$FF = \frac{V_{MPP} * I_{MPP}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad (2.1.)$$

En la siguiente figura se observa una curva característica I-V de un módulo fotovoltaico. Figura 2.10.

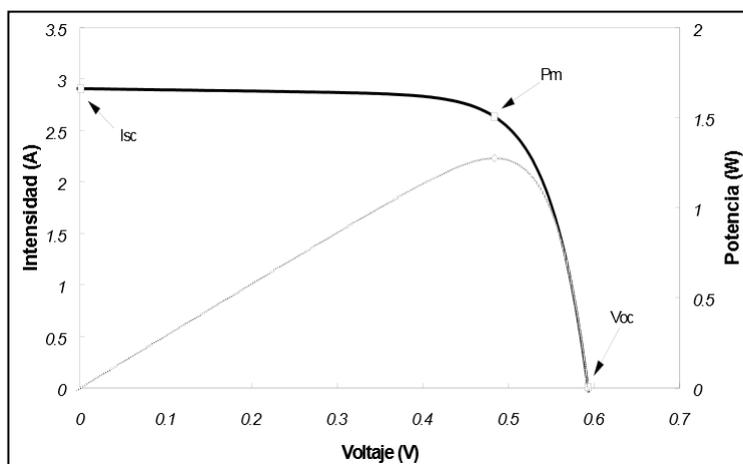


Figura 2.10 Curva característica de un módulo fotovoltaico.³²

2.4.4 Tipos de módulos fotovoltaicos

Dependiendo de la naturaleza y de las características de los materiales correspondientes a los semiconductores que forman los módulos fotovoltaicos, estos pueden ser monocristalinos, policristalinos y amorfos. Figura 2.11.

- **Silicio monocristalino:**

Es el panel fotovoltaico basado en silicio, compone las células de los módulos, es un único cristal. El sistema cristalino es una red uniforme y es la misma en todo el material. Son los más costosos debido a su proceso de cristalización, pero proporcionan mayor eficiencia al momento de convertir la energía solar en energía eléctrica, su rendimiento energético es de 15 – 17%.

³² solar.nmsu.edu

- **Silicio policristalino:**

Para la construcción de módulos fotovoltaicos policristalinos, el proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior, y se obtienen eficiencias ligeramente inferiores al monocristalino con rendimientos energéticos de 12 – 14%.

- **Silicio amorfo:**

En este tipo de módulos fotovoltaicos, no existe red cristalina y se obtiene un rendimiento muy bajo en comparación a los de composición cristalina. Además de su bajo costo de fabricación, es un material muy absorbente por lo que basta una fina capa para captar la luz solar, su rendimiento energético es hasta el 10%.



Figura 2.11 Tipos de módulos fotovoltaicos. ³³

2.5 Los Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de elementos eléctricos, electrónicos y mecánicos construidos e integrados, que reciben energía solar y la transforman en energía eléctrica de forma eficiente, para aplicarla a un sistema de consumo o entregar la energía generada a sistema de distribución de energía eléctrica.

Los componentes fundamentales de un sistema fotovoltaico están indicados en la siguiente figura. Figura 2.12.

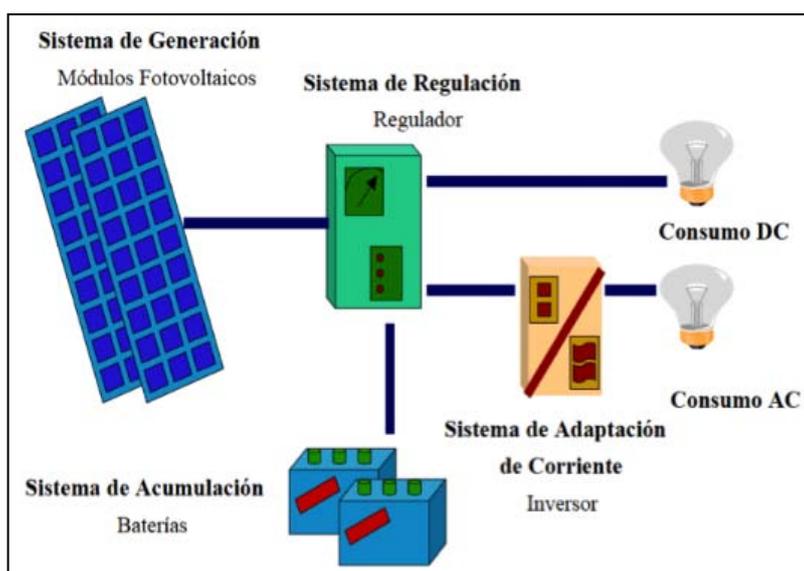


Figura 2.12 Esquema básico de un sistema fotovoltaico. ³⁴

³⁴ sfe-solar.com

2.5.1 Sistema de Generación

El sistema de generación está formado por el arreglo de módulos fotovoltaicos interconectados en serie o paralelo, para obtener el voltaje y la corriente necesaria que demanda la aplicación.

El arreglo de los módulos fotovoltaicos es un muy importante dentro de la instalación, estos deben estar con una buena inclinación y orientación, y bien asegurados a su estructura de soporte, para de esta forma obtener un aprovechamiento optimo de la radiación solar.

Figura 2.13.



Figura 2.13 Esquema de un generador fotovoltaico montado en estructura. ³⁵

2.5.2 Sistema de Almacenamiento

El sistema de almacenamiento está compuesto por batería o un banco de baterías, las mismas que almacenan energía para posteriormente

³⁵ soelso.com

ser entregada al sistema cuando exista ausencia o disminución de la radiación solar incidente en los módulos fotovoltaicos. Los parámetros eléctricos a considerar en una batería son:

- Capacidad de almacenamiento de energía
- Régimen de carga y descarga
- Corriente máxima de descarga
- Profundidad de descarga
- Voltaje de corte
- Ciclo de vida
- Rendimiento energético y farádico

En la actualidad existen diferentes tipos de baterías para las aplicaciones fotovoltaicas:

- Pb-acido convencionales o libres de mantenimiento
- Tubulares
- Electrolito tipo GEL
- Níquel - Cadmio

2.5.3 Sistema de Regulación

Está formado por el regulador de carga, elemento que permite proteger al banco de baterías en caso de sobrecarga o descargas profundas que afectan disminuyendo la vida útil de estas. Este equipo

constantemente monitorea el voltaje en las baterías cuando están en funcionamiento y entregando energía al sistema.

2.5.4 Sistema de Conversión

Está compuesto por el inversor, este es el elemento tecnológico más importante de toda la instalación fotovoltaica que convierten la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC), lista para ser autoconsumida o entregar a la red pública. Entre los tipos de inversores tenemos:

- Inversores de conmutación natural, conocidos como conmutados a la red que tienen su aplicación en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Inversores de conmutación forzada o autoconmutados, que tienen su aplicación en los sistemas fotovoltaicos aislados.

2.6 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

2.6.1 Sistemas fotovoltaicos aislados o autónomos SFVA

Los sistemas fotovoltaicos aislados, están equipados con un sistema de acumulación de energía por medio de baterías, la cual almacena la energía recibida por los módulos fotovoltaicos. La acumulación es

sumamente necesaria, puesto que el sistema fotovoltaico depende de la cantidad de radiación solar que recibe durante el día. Figura 2.14.

El dimensionamiento de la instalación se lo realiza de tal forma que durante la mayor cantidad de emisión de radiación solar, el sistema fotovoltaico, sea capaz de generar energía eléctrica para el consumo y para almacenar el sobrante de generación en el sistema de baterías, con el fin de alimentar las cargas cuando no haya incidencia solar.

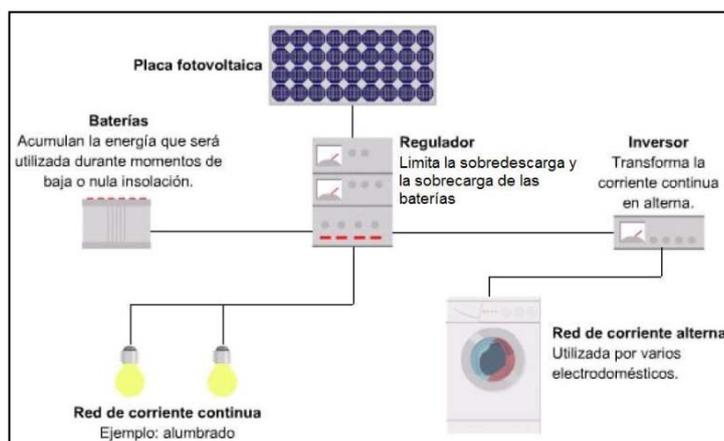


Figura 2.14 Configuración de un sistema fotovoltaico aislado. ³⁶

El Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN) subdivide a los sistemas fotovoltaicos autónomos en:

- Residenciales o domiciliarios, con cargas DC, AC o mixtas.
- Para uso comunitario, como centros de salud, escuelas, casas comunales, iglesias.

³⁶ solbisur.com

- Para usos especiales, en telecomunicaciones, bombeos de agua, iluminación pública, sistemas de seguridad.
- En microrredes, redes de distribución.

2.6.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red SFVC

En los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, la energía generada por el arreglo fotovoltaico se inyecta a la red a través de un inversor, y puede contar o no con un respaldo de baterías. En estos sistemas la generación fotovoltaica sirve a las cargas convencionales en baja tensión. Figura 2.15.

La capacidad de un sistema conectado a red, está determinada por la capacidad en Wp del arreglo fotovoltaico, la reserva de amperios hora del banco de baterías, la potencia del inversor y la capacidad del regulador de carga.

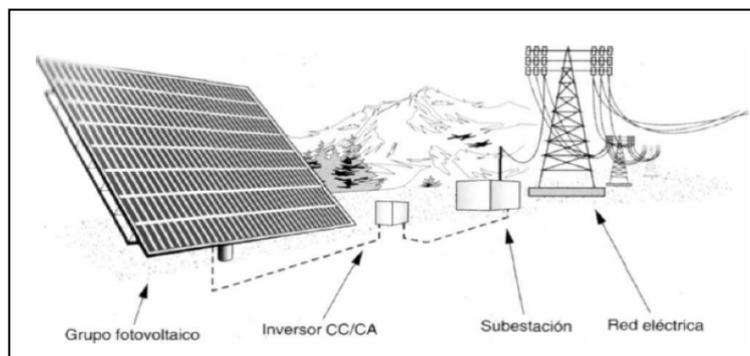


Figura 2.15 Configuración de un sistema fotovoltaico conectado a la red.³⁷

El Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN) subdivide a los sistemas fotovoltaicos conectados a red en:

- Sin respaldo de baterías.
- Con respaldo de baterías.
- Con microinversores.

2.6.3 Sistemas fotovoltaicos híbridos SFVH

Los SFVH, forman parte de un sistema grande, con energía de respaldo de fuentes renovables o no, como una microcentral hidroeléctrica, una turbina eólica, un generador de biomasa, un grupo diesel, etc. Un sistema híbrido puede ser tanto aislado como conectado a la red. Figura 2.16.

³⁷ gobiernodecanarias.org

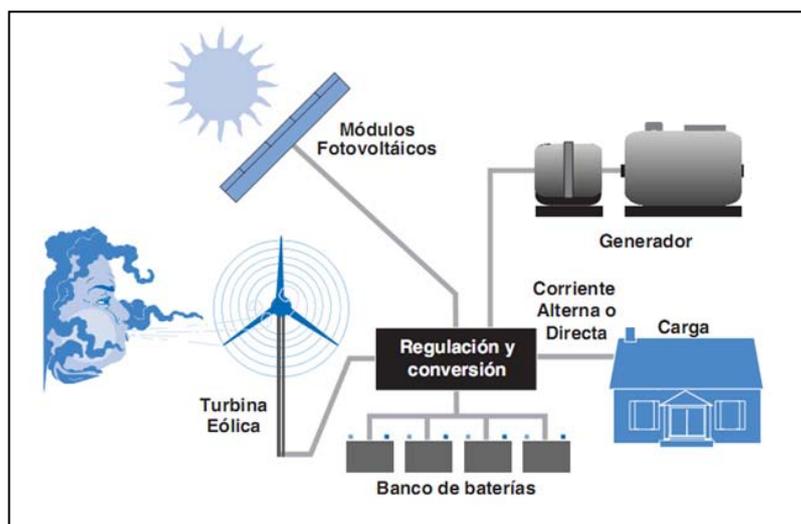


Figura 2.16 Configuración de un sistema fotovoltaico híbrido.³⁸

2.7 Aplicaciones de Sistemas Fotovoltaicos

a) Centrales fotovoltaicas y huertos solares

Son aplicaciones de instalaciones fotovoltaicas en las que existen una gran cantidad de módulos fotovoltaicos capaces de generar energía eléctrica para inyectar a la red de distribución eléctrica en alta tensión. Normalmente se construyen en zonas rurales y generan una importante producción de energía que es usada por la comunidad o fines industriales. Figura 2.17.

³⁸ energiaeolica.gob.uy



Figura 2.17 Central fotovoltaica en el desierto de Nevada.³⁹

b) Aplicaciones industriales, agrícolas y ganaderas

- Bombeo de agua, sistema de riego. Figura 2.18.
- Refrigeración, fabricación de hielo
- Invernaderos, iluminación de granjas
- Depuración de aguas



Figura 2.18 Sistema de riego de granja en Chile con energía solar.⁴⁰

³⁹ es.wikipedia.org
⁴⁰ evwind.com

c) Electrificación doméstica y servicios públicos

Este tipo de instalaciones están diseñadas para ser aplicadas en lugares remotos los cuales no tienen acceso a la red de distribución eléctrica, en nuestro país aun existen estos lugares poblados por indígenas o aldeas de campesinos sin acceso a ningún tipo de tecnología. Figura 2.19.



Figura 2.19 Sistema fotovoltaico con aplicación doméstica. ⁴¹

d) Señalización marítima y terrestre, telecomunicaciones

- Señalización de autopistas, carreteras y vías de tránsito.
- Repetidoras de TV, telefonía rural, vía radio
- Señalización marítima y aérea. Figura 2.20.

⁴¹ es.wikipedia.org



Figura 2.20 Sistema fotovoltaico en señalización marítima.⁴²

e) Aplicaciones espaciales y varios

Se las utilizan para entregar energía eléctrica a equipos que se encuentran en el espacio, tales como satélites de comunicaciones o de datos. Figura 2.21.



Figura 2.21 La estación espacial internacional.⁴³

⁴² es.wikipedia.org

⁴³ es.wikipedia.org

2.8 La Generación Distribuida (GD)

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, exclusivamente, la producción de la energía en las instalaciones eléctricas de los consumidores o empresa distribuidora, suministrando energía a la red de distribución de baja tensión y asociada a tecnologías como motores, microturbinas y energía solar fotovoltaica.



Figura 2.22 Ejemplo de aplicación de GD en un sistema eléctrico. ⁴⁴

Las características principales de la GD son:

- Reducción en las pérdidas en la red eléctrica por el transporte de la electricidad.

⁴⁴ fenercom.com

- Optimizar la fiabilidad y calidad del sistema eléctrico.
- Se tiene alta presencia de las energías renovables.

2.9 El autoconsumo y balance neto en Sistemas Fotovoltaicos

El balance neto es un esquema de compensación que se da cuando el usuario autoproduce energía eléctrica para su consumo y el excedente de esta energía es entregada a la red eléctrica, que posteriormente será compensada al cliente cuando no esté en capacidad de generar energía.

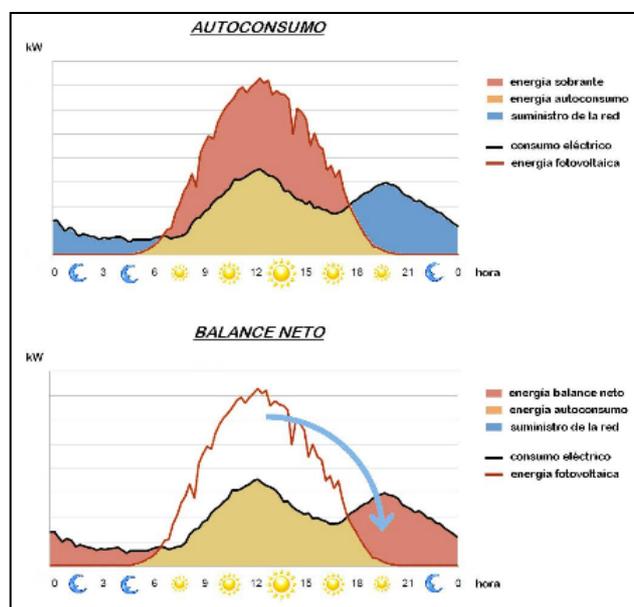


Figura 2.23 Funcionamiento de un sistema de autoconsumo y balance neto.⁴⁵

⁴⁵ es.wikipedia.org

2.10 La paridad de red en los Sistemas Fotovoltaicos

La paridad de red o *grid parity*, se define como el punto cuando el costo de producción de energía eléctrica obtenida en un sistema fotovoltaico es igual o inferior al costo de la misma energía pero obtenida del sistema eléctrico. Se pueden definir estos tipos de paridad de red:

- **Puntos de consumos aislados**, el costo de autoproducir la energía eléctrica es igual o inferior al costo de implementación de la red eléctrica incluyendo el posterior consumo.
- **Costo total del suministro**, el costo de autoproducir la energía es igual o inferior al costo de implementación de red de distribución, esto son sistemas conectados a la red.

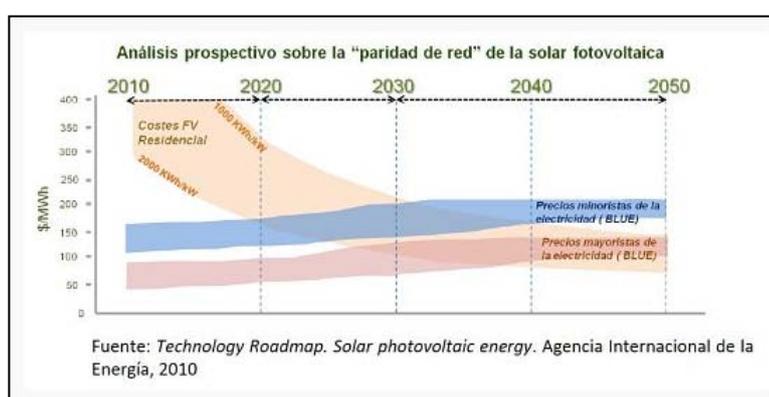


Figura 2.24 Análisis sobre la paridad de red de energía fotovoltaica. ⁴⁶

⁴⁶ es.wikipedia.org

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 Ubicación del Sistema Fotovoltaico

La instalación del sistema fotovoltaico estará ubicada en la cubierta de un galpón industrial situada en la Lotización Santa Adriana, en la ciudad de Guayaquil. Figura 3.1.

La fabrica está orientado al sur con una desviación de 5° al oeste. La instalación será instalada obviando este desvío debido a que la presencia de sombras es prácticamente nula en la cubierta del galpón, ya que no existe ningún edificio mayor en altura u otro objeto que pudiera proyectar sombras.



Figura 3.1 Imágenes por satélite de la ubicación de la fábrica. ⁴⁷

⁴⁷ earth.google.es

Las coordenadas geográficas de la fábrica son:

Altitud: 50 msnm

Latitud: 2° 8' 33'' S

Longitud: 79° 55' 43'' W

3.2 Descripción de la fábrica

La fábrica a la cual se plantea el diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico tiene un promedio de consumo mensual de 8000 kWh. La actividad de la industria se enfoca en la fabricación de accesorios, piezas, electrocanales, tableros uso eléctrico y gabinetes modulares de metal, como toda en su género el innovar o reformar su sistema de producción permitiendo la automatización, la eficiencia energética y el uso de energías renovables son los siguientes puntos en el avance tecnológico que toda industria requiere.

La industria en mención consta de 3 áreas principales entre ellas se puede citar:

- Oficinas (presidencia, contabilidad, atención al cliente)
- Producción (líneas de producción)
- Taller (fabricación de piezas, accesorios y gabinetes metálicos)

El plano arquitectónico que detalla la descripción y el orden establecido se encuentra en el anexo de planos.

Como se planteo en la metodología del desarrollo del proyecto, se realizo un levantamiento de datos de placa de los equipos eléctricos operativos dentro de la fábrica, como se muestra en la Tabla 3.1.

EQUIPOS ELECTRICOS DE LA FABRICA			
DESCRIPCION DE EQUIPOS ELECTRICOS	POTENCIA (W)	NUMERO DE EQUIPOS	POTENCIA TOTAL (W)
Iluminación interior	20	10	200
Iluminación oficinas	100	15	1500
Iluminación taller y bodega	60	25	1500
Computadora	300	5	1500
Impresora	100	2	200
Fotocopiadora	500	1	500
Plotter	250	1	250
Proyector	200	1	200
Tomacorriente uso general	180	10	1800
Monitores de Seguridad	100	2	200
Equipo de torno	1000	2	2000
Equipo de taladro	500	2	1000
Equipo laminadora	1000	1	1000
Equipo de horno	3,000	2	6000
Equipo de corte	2,500	2	5000
Aire acondicionado grande	3,600	2	7200
Aire acondicionado pequeño	1,800	2	3600
TOTAL			33,650

Tabla 3.1 Inventario de equipos eléctricos de la fábrica.⁴⁸

⁴⁸ Fuente: Área técnica de fábrica.

Adicional a este listado la fabrica proporciono información relacionada con valores de consumo de energía facturados por la Empresa Eléctrica de Guayaquil durante el año 2014.

CONSUMO ENERGIA EN LA INDUSTRIA			
AÑO 2014			
MES	ENERGIA (kWh)	DEMANDA (Kw)	FACTURACION (\$)
Enero	8,857	31	\$ 918.11
Febrero	7,307	30	\$ 781.06
Marzo	8,306	32	\$ 875.91
Abril	8,737	33	\$ 917.48
Mayo	9,428	34	\$ 981.26
Junio	8,719	33	\$ 1,090.33
Julio	7,794	34	\$ 997.72
Agosto	9,156	34	\$ 1,141.16
Septiembre	8,332	34	\$ 1,054.38
Octubre	9,242	34	\$ 1,150.22
Noviembre	9,679	37	\$ 1,210.66
Diciembre	10,652	38	\$ 1,317.94
TOTAL	106,209	404	\$ 12,436.23

Tabla 3.2 Consumo y facturación de energía en la fábrica en el año 2014. ⁴⁹

A continuación estos datos son representados de una forma grafica para entender el funcionamiento de la fabrica a lo largo del año, en consumo de energía, y en demanda de potencia. Figura 3.2 y 3.3.

⁴⁹ Fuente: Área técnica de fábrica.

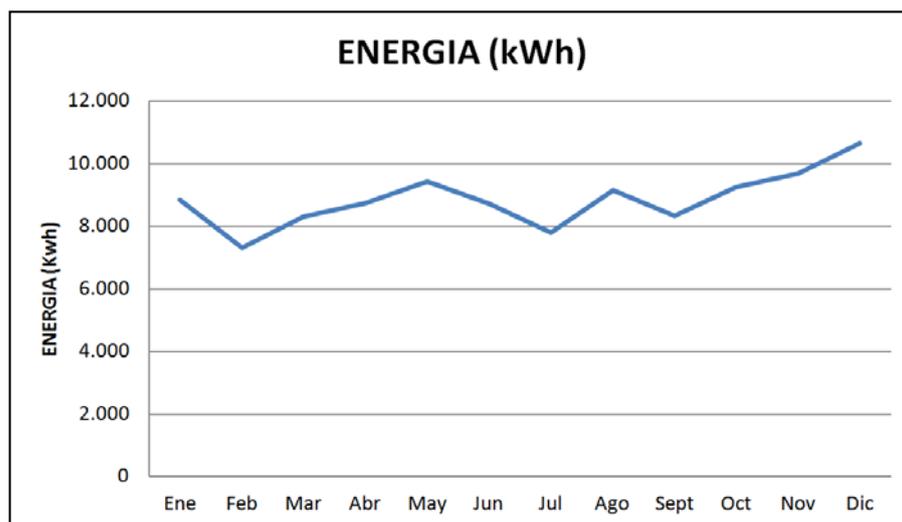


Figura 3.2 Consumo de energía del año 2014. (Elaboración propia).

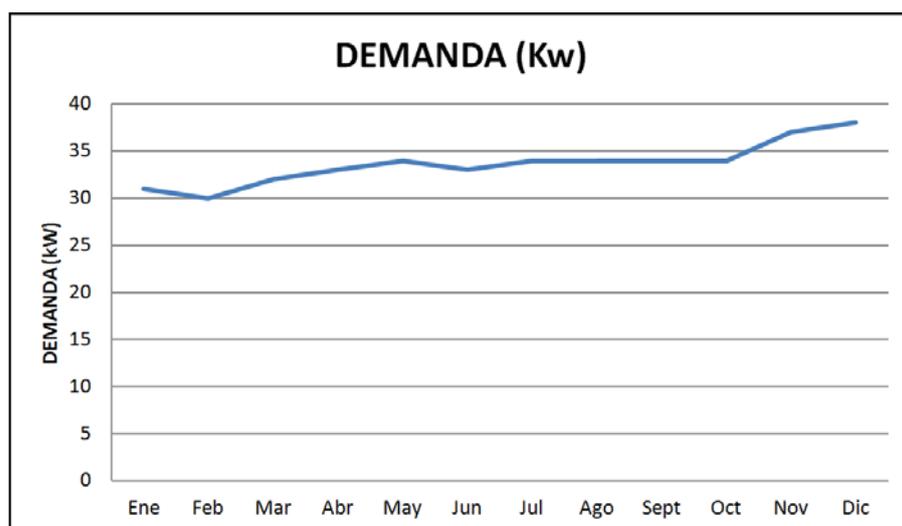


Figura 3.3 Consumo de demanda de potencia del año 2014. (Elaboración propia).

Como se puede observar en las curvas, existe un moderado incremento de energía y demanda en los últimos meses del año de operación de la fábrica.

Con la información de los datos de consumo de energía y demanda de potencia, se deberá obtener un perfil de carga de la fábrica correspondiente al mes de mayor consumo, en este caso el mes de Diciembre. El perfil de carga es el comportamiento de la carga eléctrica en un día laborable y operativo.

Estos datos fueron solicitados y a su vez proporcionados por CNEL – Unidad de Negocio Guayaquil, información que esta detallada en el Anexo 3.1.

Recordando que el objetivo principal del dimensionamiento de este sistema fotovoltaico está orientado para el autoconsumo de la fábrica, para el análisis se ha considerado valores promedios de demanda en una semana laboral en la fábrica, en la que no está incluido el día domingo, y en el horario que se tiene disponible el recurso solar, es decir desde las 6:00 am hasta las 6:00 pm. Tabla 3.3.

La energía consumida en este horario es de **398.21 kWh**, y la demanda de potencia es de **24.61 kW**. Figura 3.4.

HORA	ENERGIA (kWh)	DEMANDA (kW)
6:00AM	0.70	2.79
6:15AM	0.68	2.74
6:30AM	0.71	2.86
6:45AM	0.67	2.66
7:00AM	0.69	2.77
7:15AM	1.91	7.65
7:30AM	2.31	9.25
7:45AM	2.32	9.26
8:00AM	2.30	9.21
8:15AM	3.25	13.01
8:30AM	4.46	17.83
8:45AM	6.08	24.32
9:00AM	6.30	25.20
9:15AM	6.37	25.49
9:30AM	6.96	27.84
9:45AM	7.13	28.51
10:00AM	8.01	32.03
10:15AM	7.89	31.55
10:30AM	8.15	32.61
10:45AM	8.17	32.69
11:00AM	8.08	32.31
11:15AM	8.32	33.27
11:30AM	8.61	34.43
11:45AM	8.41	33.64
12:00PM	8.14	32.56
12:15PM	8.12	32.46
12:30PM	8.07	32.26
12:45PM	7.57	30.29
1:00PM	7.31	29.23
1:15PM	7.35	29.40
1:30PM	6.81	27.22
1:45PM	6.67	26.68
2:00PM	5.99	23.94
2:15PM	6.11	24.42
2:30PM	6.43	25.71
2:45PM	6.43	25.73
3:00PM	7.13	28.53
3:15PM	7.31	29.24
3:30PM	7.32	29.30
3:45PM	7.68	30.72
4:00PM	8.16	32.62
4:15PM	8.14	32.54
4:30PM	8.24	32.94
4:45PM	7.72	30.88
5:00PM	7.57	30.29
5:15PM	7.36	29.45
5:30PM	7.31	29.25
5:45PM	7.12	28.49
6:00PM	7.01	28.04

Tabla 3.3 Consumo de energía y demanda de potencia promedio diario de la fabrica.⁵⁰

⁵⁰ cnel.gob.ec

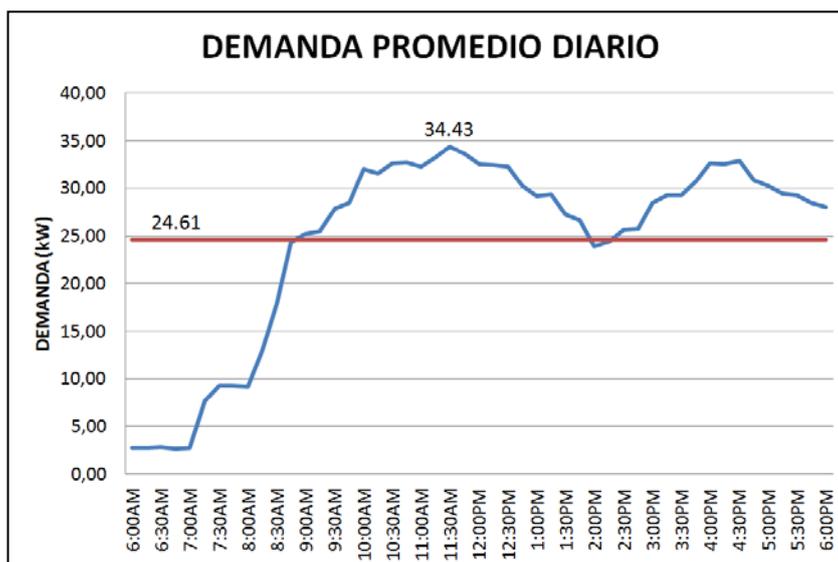


Figura 3.4 Demanda de potencia promedio diario típico en la fábrica.⁵¹

En el caso del día domingo, el consumo y demanda es mínima, respecto a la promedio semanal laboral. Figura 3.5.

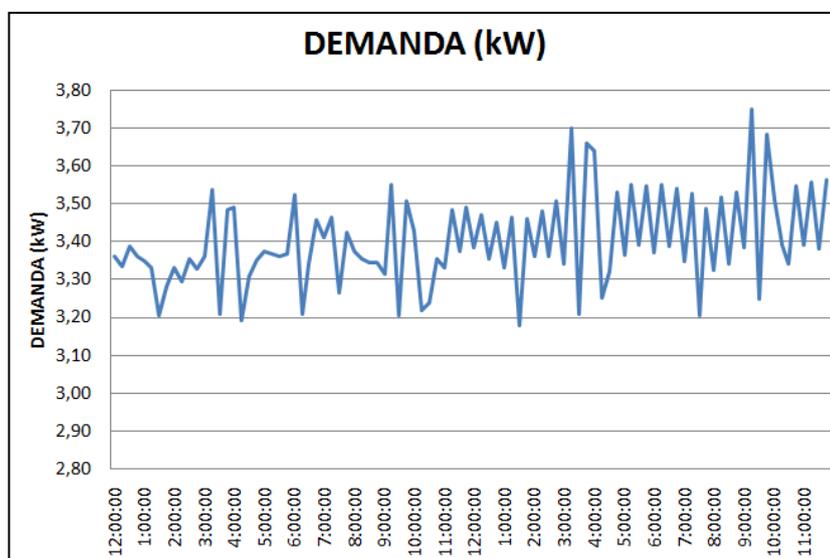


Figura 3.5 Demanda de potencia día domingo en la fábrica.⁵²

⁵¹ Fuente: Elaboración propia

⁵² Fuente: Elaboración propia

3.3 Normas de referencia de instalación de Sistemas Fotovoltaicos

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se considera las normas que son controladas y homologadas por entes gubernamentales a través del Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda - MIDUVI y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER, en relación a los componentes de un sistema fotovoltaico.

Tabla 3.4.

Componente	Estándar	Descripción
Módulos FV	IEC 61215	Módulos FV de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Para los módulos de capa delgada se aplicaran al menos los procedimientos de certificación IEC-61646, SERI/TR- 213-3624.
Inversor DC/AC	IEC 61683 UL 1741	Sistemas fotovoltaicos - Acondicionadores de potencia - Procedimiento para la medida del rendimiento.
Cables		NEC 2008 UL Type PV, UL 4703, USE-2, UNE 21123, UNE 20.460-5-52, UTE C 32-502. IEC 60811
	IEC 60904	Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos
Sistemas FV	IEC 61173	Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.
	IEC 61836	Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols

Tabla 3.4 Publicaciones de referencia en el NEC 2011. ⁵³

⁵³ normaconstruccion.ec

3.4 Metodología del cálculo del Sistema Fotovoltaico

3.4.1 Estimación de la energía consumida en la fábrica

Se estima la energía consumida por los equipos eléctricos, considerando las horas de operación en la fábrica, estos resultados se presentan en la Tabla 3.5.

CONSUMO DE ENERGIA DE EQUIPOS ELECTRICOS EN FABRICA					
DESCRIPCION DEL EQUIPO	POTENCIA (W)	NUMERO DE EQUIPOS	POTENCIA TOTAL (W)	OPERACION HORAS/DIA	CONSUMO DIARIO (KWh/dia)
Alumb. interior	20	10	200	10	2.00
Alumb. oficinas	100	15	1500	10	15.00
Alumb. Taller	60	25	1500	10	15.00
Computadora	300	5	1500	10	15.00
Impresora	100	2	200	8	1.60
Fotocopiadora	500	1	500	8	4.00
Plotter	250	1	250	8	2.00
Proyector	200	1	200	2	0.40
Tomac. uso general	180	10	1800	4	7.20
Monitor de Seguridad	100	2	200	8	1.60
Equipo de torno	1000	2	2000	8	16.00
Equipo de taladro	500	2	1000	8	8.00
Equipo laminadora	1,000	1	1000	10	10.00
Equipo de horno	3,000	2	6000	10	60.00
Equipo de corte	2,500	2	5000	8	40.00
A.A. grande	3,600	2	7200	10	72.00
A.A. pequeño	1,800	2	3600	10	36.00
TOTAL			33,650		305.80

Tabla 3.5 Consumo de equipos eléctricos en fábrica.⁵⁴

⁵⁴ Fuente: Área técnica de fábrica.

Sin embargo para efecto de análisis de este estudio, se utilizara los perfiles de carga de la fábrica, datos registrados en el medidor de energía. Dado esto, tenemos que la energía E_T promedio consumida diariamente en la fábrica es:

$$E_T = 398,210 Wh$$

3.4.2 Selección del módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos seleccionados a utilizar en la instalación, deben cumplir las normas publicadas en la Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capitulo 14-37, 14-38. Anexo 3.2.

El modulo fotovoltaico seleccionado es marca YINGLI modelo YL255P-29b de potencia 255 Wp del tipo policristalino, que según datos de fabricante nos garantiza: el 91.2% de la potencia en 10 años y el 80.7% de la potencia en 20 años contra defecto de fabrica, cumplen las normas IEC 61215 y UL 94, certificado por TUV. Anexo 3.3. Las características técnicas eléctricas y mecánicas se presentan en la Tabla 3.6.

Características mecánicas	
Fabricación	China
Modelo	YL255P-29b
Tipo	Policristalino
Número de células	60
Dimensiones(mm)	1,650x990x40
Peso (Kg)	18.5
Características eléctricas (STC) Irradiancia 1000 W/m ² , T=25 °C, AM 1.5	
Potencia máxima de salida (P _{MPP})(W)	255
Voltaje máximo de potencia (V _{MPP})(V)	30
Corriente máxima de potencia (I _{MPP})(A)	8.49
Voltaje en circuito abierto (V _{oc})(V)	37.7
Corriente en cortocircuito (I _{sc})(A)	9.01
Eficiencia (%)	15.6
Tolerancia	0/+5%
Características térmicas	
Temperatura de operación nominal de célula (NOCT)	46 ± 2°C
Coefficiente de temperatura de potencia (γ)	-0.42%/°C
Características de operación (NOCT) Irradiancia 800 W/m ² , T=20 °C, AM 1.5, vel. viento =1 m/s	
Potencia máxima de salida (P _{MPP})(W)	186
Voltaje máxima de operación (V _{MPP})(V)	27.4
Corriente máxima de operación (I _{MPP})(A)	6.79
Voltaje en circuito abierto (V _{oc})(V)	34.8
Corriente en cortocircuito (I _{sc})(A)	7.28

Tabla 3.6 Características técnicas del módulo fotovoltaico.⁵⁵

3.4.3 Cálculo de la cantidad de módulos fotovoltaicos

Para calcular la cantidad de módulos fotovoltaicos a utilizar en la instalación, es fundamental considerar la energía diaria consumida en

⁵⁵ yinglisolar.com

la fábrica y el área disponible para el montaje de los equipos, se utiliza la ecuación 3.1.

$$E_T = P_{MPP} * N_T * HSP \quad (3.1)$$

E_T : *Energía consumida en Wh*

P_{MPP} : *Potencia máxima del modulo fotovoltaico*

N_T : *Cantidad de módulos fotovoltaicos*

HSP : *Hora solar pico*

Para el cálculo de la hora solar pico (HSP), se toma los datos de irradiación solar en Guayaquil de la Tabla 3.7, que fue elaborada en base a datos adjuntos en el Anexo 3.4, la Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capitulo 14-56, 14-57 en el Anexo 3.5 y la ecuación 3.2.

$$HSP = \frac{G_{anual}}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (3.2)$$

G_{anual} : *Irradiación promedio anual en Wh/m²*

IRRADIACION SOLAR EN GUAYAQUIL (kW/m² dia)			
MES	NASA (kWh/m² dia)	CONELEC (kWh/m² dia)	PVSYST (kWh/m² dia)
Enero	4.49	3.90	4.49
Febrero	4.59	4.20	4.59
Marzo	5.04	4.65	5.04
Abril	4.91	4.35	4.91
Mayo	4.51	4.50	4.51
Junio	4.18	4.20	4.18
Julio	4.01	4.35	4.01
Agosto	4.50	4.65	4.5
Septiembre	4.74	5.10	4.74
Octubre	4.51	4.50	4.51
Noviembre	4.72	4.95	4.72
Diciembre	4.71	4.80	4.71
Prom. Anual (G_{anual})	4.57	4.51	4.58

Tabla 3.7 Datos de irradiación solar en Guayaquil de varias fuentes.

Se realiza una media ponderada anual G_{anual} del promedio de irradiación diario de cada mes, sobre un plano horizontal obtenido de la tabla anterior, y existe una diferencia menor del 2%, valor que se considera despreciable, se procede a usar datos de la NASA, y con esto se tiene que en Guayaquil la $HSP = 4.57 h$.

Se hace el análisis enfocado en el consumo de energía diario de la fábrica, de la tabla 3.5 se tiene un valor de 398,210 Wh, esto da como resultado la cantidad aproximada de 342 módulos fotovoltaicos.

De acuerdo a las dimensiones del modulo fotovoltaico, se necesita un área de 2.50 m^2 (se incluye una separación mínima entre ellos y el extremo de la cubierta), por cada uno, es decir un área total para el generador fotovoltaico de aproximadamente 752 m^2 .

Se procede a verificar el área disponible para la ubicación del generador fotovoltaico, y vemos que será instalado en la cubierta del taller de la fábrica, cuyas dimensiones se muestran en la figura 3.6.

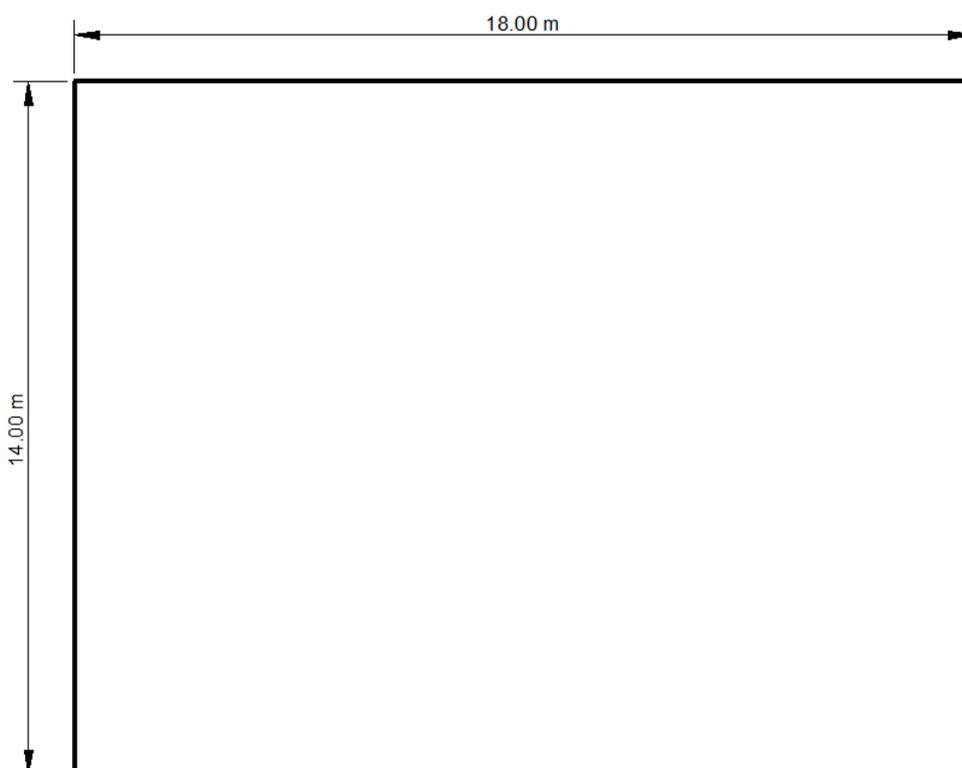


Figura 3.6 Dimensiones de la cubierta del taller de la fábrica.

El área de la cubierta es de 252 m^2 , la cual no es suficiente para albergar esta cantidad de módulos fotovoltaicos. Por lo tanto, desde

este punto de vista se observa que el generador fotovoltaico está condicionado por el área que se tiene a disposición.

Dado esto, se procede a calcular la cantidad de módulos a instalar, y tenemos que es aproximadamente 100 módulos fotovoltaicos.

Por razones técnicas y para efecto de mantener una configuración uniforme en filas y columnas, se toma la decisión de instalar 96 módulos fotovoltaicos.

En condiciones ideales la cantidad de energía que puede producir el generador fotovoltaico es:

$$E_{GFV} = (96 \text{ módulos}) * (255 \text{ Wp}) * (4.57) = 111,873 \text{ Wh}$$

Y una potencia máxima de **24,480 Wp**.

3.4.4 Inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos

La inclinación de los módulos fotovoltaicos es fundamental para tener la mayor captación de radiación solar en el día. Para obtener el ángulo de inclinación que optimiza el funcionamiento del sistema fotovoltaico, se lo expresa en la ecuación 3.3.⁵⁶

⁵⁶ oscarperpinan.github.io

$$\beta_{opt} = 3.7^\circ + 0.69|\phi| \quad (3.3)$$

Donde:

β_{opt} = ángulo de inclinación óptimo.

$|\phi|$ = latitud de instalación fotovoltaica.

Entonces tenemos un $\beta_{opt} = 6^\circ$, sin embargo la fabrica tiene una cubierta inclinada existente en la que se instalaran los módulos fotovoltaicos. Figura 3.7.

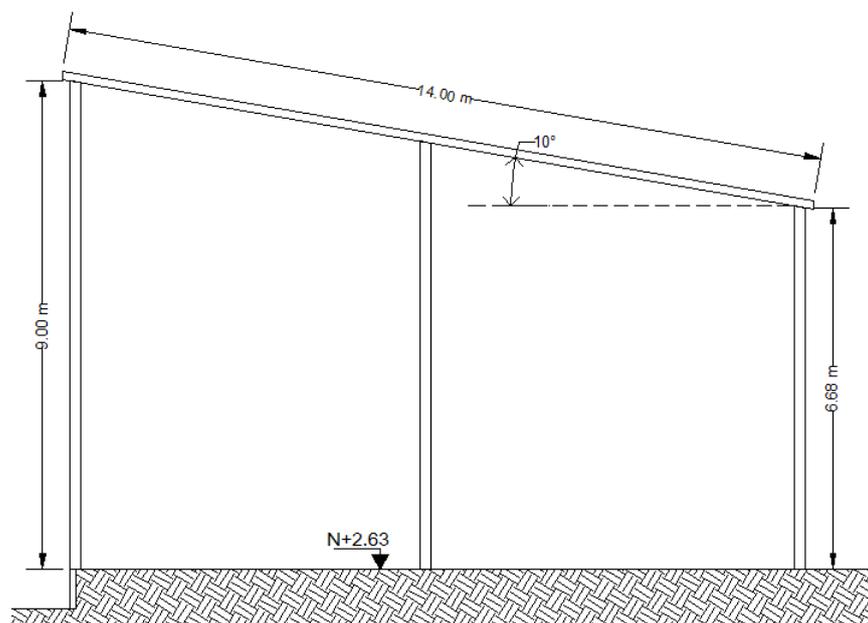


Figura 3.7 Inclinación de cubierta del galpón en la fábrica.

Se observa que la cubierta tiene un ángulo de inclinación $\beta = 10^\circ$, que es lo recomendable para favorecer el lavado de los módulos fotovoltaicos por el efecto de la lluvia.

Se sabe que el movimiento del Sol durante el día es de Este a Oeste, pero la trayectoria del Sol durante un año es de Norte a Sur, como indica la Figura 3.8.

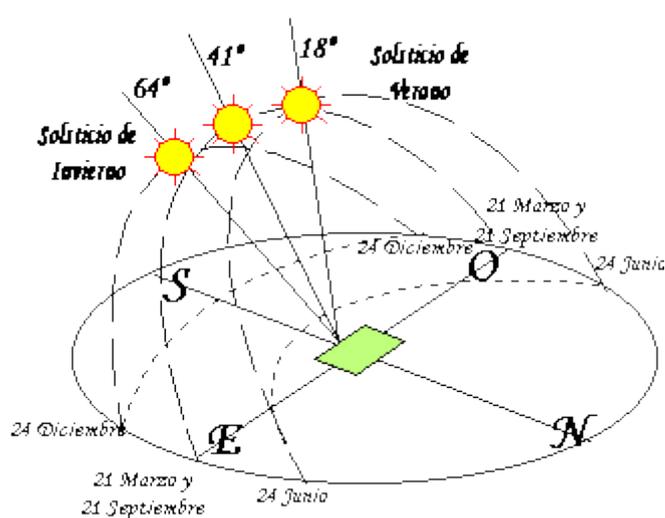


Figura 3.8 Trayectoria del Sol en el Hemisferio Sur.⁵⁷

Por la ubicación geográfica del Ecuador en el Hemisferio Sur, se recomienda que los módulos fotovoltaicos se coloquen orientados hacia el Sur, como se indica en la figura 3.9.

⁵⁷ atletismocaprus.blogspot.com

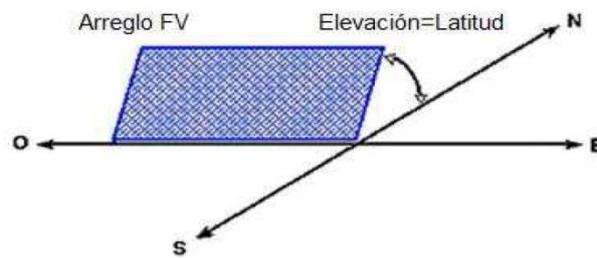


Figura 3.9 Orientación de los módulos fotovoltaicos. ⁵⁸

Como se observa en la implantación, se tiene que la cubierta tiene una orientación de 30° al oeste. Figura 3.10.

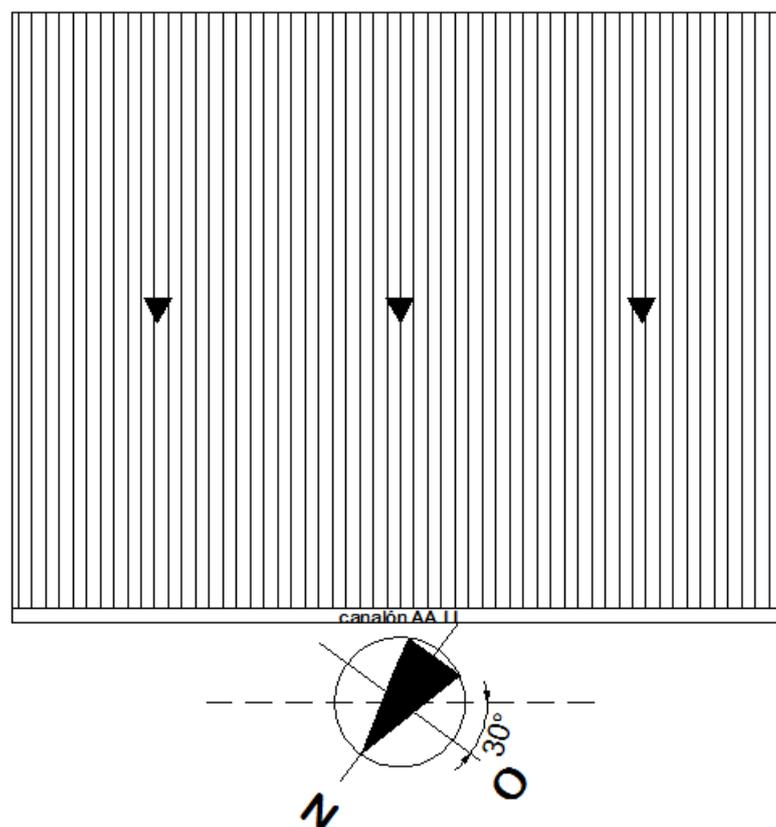


Figura 3.10 Orientación de cubierta del galpón en la fábrica.

⁵⁸ solar.nmsu.edu

3.4.5 Sombras en los módulos fotovoltaicos

Como ya se mencionó la cubierta del galpón de la fábrica, es una superficie inclinada donde se instalara la estructura que soportara el sistema fotovoltaico, por lo tanto no existe efecto de sombra entre los módulos.

Por la ubicación de la fábrica y la altura del galpón no se tiene problemas de sombra causada por objetos externos cercanos a la cubierta.

3.4.6 Selección del inversor

El inversor seleccionado para la instalación, debe cumplir las normas publicadas en la Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capítulo 14-37, 14-38. Anexo 3.2.

Se ha seleccionado un inversor para conexión a la red con una potencia máxima de entrada de 8.25 KW, con tensión nominal de 220 V en corriente alterna, con una eficiencia del 98% de la marca SMA, con la característica de seguidor de punto de potencia máxima (MPP), ver anexo 3.6. Las características técnicas eléctricas y mecánicas se detallan en la Tabla 3.8.

MARCA	SMA
Características técnicas	
Modelo comercial	SMC 8000TL
Dimensiones(mm)	468x613x242
Peso (Kg)	33
Consumo nocturno (W)	0.25
Características eléctricas	
Potencia máxima CC (W)	8,250
Voltaje máximo CC (V)	700
Voltaje mínimo CC (V)	330
Rango de voltaje MPP (V)	333 - 500
Eficiencia (%)	15.4
Voltaje nominal AC (V)	220-230-240
Corriente máxima AC (A)	35
Fases de inyección	1
Rango temperatura de servicio	-25°C a 60°C
Eficiencia (%)	98

Tabla 3.8 Características técnicas del inversor. ⁵⁹

3.4.7 Determinación de cantidad de inversores

El sistema fotovoltaico será configurado para varios arreglos, razón por que se procede a obtener la cantidad de inversores necesarios con la ecuación 3.4.

$$No. \text{ de inversores} = \frac{Pot. \text{ generador } fv}{Pot. \text{ inversor}} \quad (3.4)$$

$$No. \text{ de inversores} = 3$$

⁵⁹ SMA-Iberica.com

3.4.8 Configuración del Sistema Fotovoltaico

El arreglo del generador fotovoltaico se determina de acuerdo a las especificaciones de entrada del inversor y características de salida de los módulos fotovoltaicos.

Se procede a calcular el número de módulos en serie que se van a conectar para el inversor, y empleamos la ecuación 3.5.

$$No. \text{mód. serie} = \frac{V_{DC \text{ inv}}}{V_{MPP}} \quad (3.5)$$

$$No. \text{mín. mód. serie} = \frac{333}{30} = 11.1 \cong 11 \text{ módulos}$$

$$No. \text{máx. mód. serie} = \frac{500}{30} = 16.6 \cong 16 \text{ módulos}$$

Se procede a calcular el número de módulos en paralelo que se van a conectar para el inversor, y empleamos la ecuación 3.6.

$$No. \text{mód. paralelo} = \frac{I_{DC \text{ inv}}}{I_{MPP}} \quad (3.6)$$

$$No. \text{mód. paralelo} = \frac{8,250/500}{8.49} = 1.94 \cong 2 \text{ módulos}$$

Estos valores son las cantidades máximas y mínimas de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo para tener las condiciones necesarias de entrada del inversor.

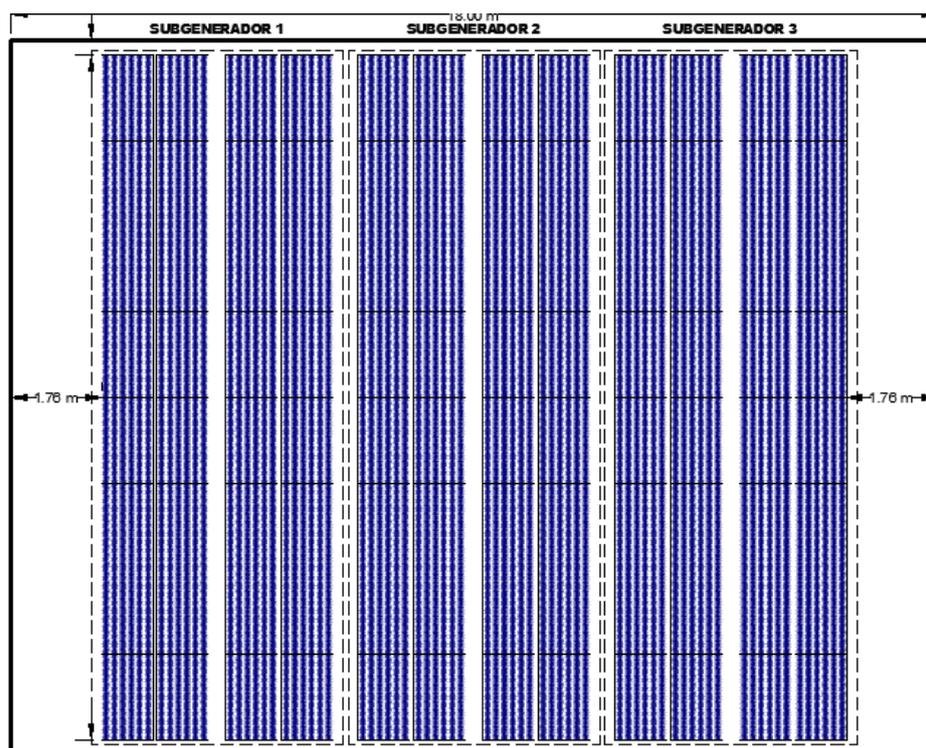


Figura 3.11 Configuración del arreglo de módulos fotovoltaicos.

Para asegurar que la tensión del arreglo en serie es la adecuada a la tensión de entrada del inversor, se realiza la siguiente verificación:

$$(16 \text{ módulos } fv)(30 \text{ V}) = 480 \text{ V}$$

El valor de la tensión de los módulos fotovoltaicos se encuentra dentro del intervalo de tensión del inversor entre 333 V y 500 V, con esto

comprobamos que el generador fotovoltaico funciona de forma eficiente.

Por motivos de seguridad del funcionamiento del generador fotovoltaico en operación a circuito abierto en condiciones STC, se realiza la siguiente verificación:

$$(16 \text{ módulos } fv)(37.7 \text{ V}) = 603.2 \text{ V}$$

El valor de la tensión a circuito abierto de los módulos fotovoltaicos no supera la tensión máxima permitida por el inversor que es de 700 V.

Para asegurar si la corriente del arreglo en paralelo es la correcta a la corriente de entrada del inversor, se realiza la siguiente verificación:

$$(2 \text{ módulos } fv)(8.49 \text{ A}) = 16.98 \text{ A}$$

El valor de la corriente de los módulos fotovoltaicos no sobrepasa del valor de corriente del inversor que es de 35 A, es decir el arreglo en paralelo es correcto.

3.4.9 Dimensionamiento de Conductores del Sistema Fotovoltaico

La correcta selección de los conductores es una parte muy importante, en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, de esta forma se

transmite la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico de manera segura y eficiente. Se deben tomar en cuenta lo siguiente:

- Cumplir los requisitos y especificaciones publicados en la Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-11 Capítulo 14-37, 14-38. Anexo 3.2.
- La caída de voltaje permitida entre generador fotovoltaico e inversor, debe ser inferior al 3%.
- La caída de voltaje permitida entre inversor y cargas eléctricas, debe ser inferior al 3%.
- La corriente máxima del conductor seleccionado debe ser 1.25 veces la corriente nominal del generador fotovoltaico.
- La temperatura de operación del conductor y el tipo de instalación del conductor.

El conductor a utilizar en la instalación trabaja a temperatura máxima de operación de 90°C, y una temperatura ambiente de 30°C.

En el dimensionado del conductor la corriente que va a circular debe ser el 125% de la corriente máxima de salida del generador fotovoltaico. Ecuación 3.7:

$$I_{max\ cond} = 1.25 * I_{max\ gen\ fv} \quad (3.7)$$

Se puede observar en la figura 3.11, los diferentes valores de temperaturas de cada mes en la ciudad de Guayaquil, datos tomados del software meteonorm y la más alta se encuentra entre 31°C y 35°C.

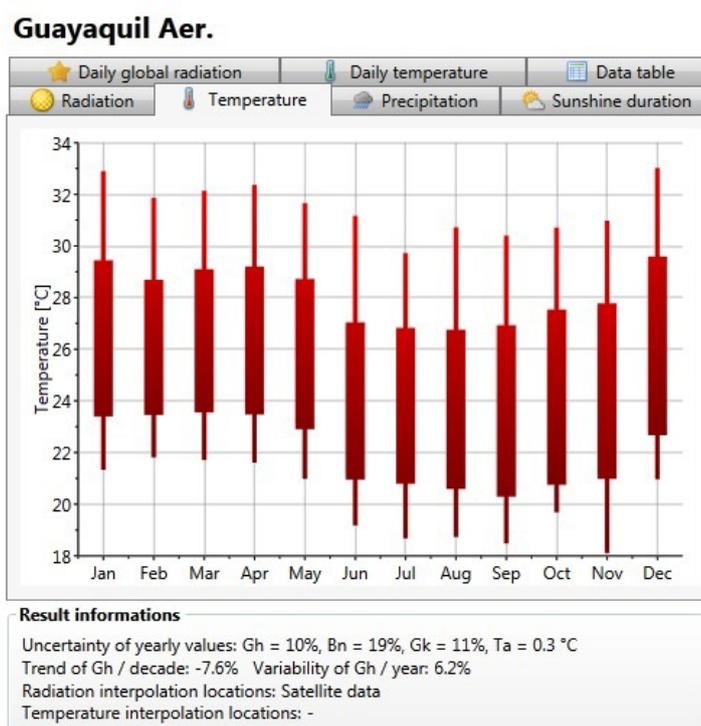


Figura 3.12 Datos de temperatura en la ciudad de Guayaquil.⁶⁰

Dado esto, por efectos de la temperatura de operación en el conductor, la corriente máxima a esta temperatura se calcula con la Ecuación 3.8, se considera un factor de corrección de 0.96. Tabla 3.9.

⁶⁰ Software meteonorm versión 7

Temperatura ambiente en el lugar de la instalación °C	60°C	75°C	90°C
21 – 25	1,08	1,05	1,04
26 – 30	1,00	1,00	1,00
31 – 35	0,91	0,94	0,96
36 – 40	0,82	0,88	0,91
41 – 45	0,71	0,82	0,87
46 – 50	0,58	0,75	0,82
51 – 55	0,41	0,67	0,76

Tabla 3.9 Factor de corrección por temperatura en conductores. ⁶¹

$$I_{max\ cond\ temp} = I_{max\ cond} / FC_{temp} \quad (3.8)$$

Para realizar el cálculo de capacidad de corriente y caída de voltaje de los conductores, se utiliza la ecuación 3.9. y 3.10:

Circuitos monofásicos AC:

$$S[mm^2] = \frac{2 * L * I_{N(inv)} * \cos \varphi}{\%V * K_{Cu}} \quad (3.9)$$

Circuitos DC:

$$S[mm^2] = \frac{2 * L * I_{CC(STC)}}{\%V * K_{Cu}} \quad (3.10)$$

S: Sección del conductor

L: Longitud del conductor

⁶¹ latincasa.com.mx

I_{cc} :	Corriente cortocircuito en condiciones estándar de operación (STC)
I_N :	Corriente nominal del inversor
$\%V$:	Caída de voltaje permisible
K_{Cu} :	Conductividad del cobre, $K_{Cu} = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$
$\cos \varphi$:	Factor de potencia = 1 (dato del inversor)

El generador fotovoltaico total está configurado por 3 subgeneradores independientes de igual cantidad de módulos fotovoltaicos, cada subgenerador está formado de 2 columnas de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo y cada columna de 16 módulos fotovoltaicos conectados en serie.

El conductor de conexión entre ramales de módulos fotovoltaicos será tipo unipolar 600V, de diferente color para identificar las polaridades, se recomienda terminal positivo color rojo y terminal negativo color negro. Figura 3.12.



Figura 3.13 Conductor tipo unipolar.

Seleccionamos un conductor de sección 4 mm², equivalente a No. 12 AWG, que tiene una capacidad de corriente de 30A. Figura 3.13. Más detalles de conductores en el Anexo 3.7.

AWG	MCM	Sección Real (mm ²)	
22	-	0.324	0.5
20	-	0.517	0.75
18	-	0.821	1
16	-	1.31	1.5
14	-	2.08	2.5
12	-	3.31	4
10	-	5.26	6
8	-	8.37	10
6	-	13.3	16
4	-	21.2	25
2	-	33.6	35

Figura 3.14 Sección y capacidad de corriente en conductores.

Se presenta un resumen del cálculo de sección de estos tramos de conductor. Tabla 3.10.

Circuito	Cableado	Generador FV	Longitud m	Sección mm ²	Corriente A	Voltaje V	Caída Ten. %V
DC	Ramal DC - Módulos FV	GFV1-1	22	4	9.01	480	1.76
		GFV1-2	22	4	9.01	480	1.76
		GFV2-1	22	4	9.01	480	1.76
		GFV2-2	22	4	9.01	480	1.76
		GFV3-1	22	4	9.01	480	1.76
		GFV3-2	22	4	9.01	480	1.76

Tabla 3.10 Sección y caída de voltaje de conductores DC en ramales.

El conductor de conexión entre cada subgenerador hasta el tablero de inversores será tipo unipolar 600V, de diferente color para identificar

las polaridades, se recomienda terminal positivo color rojo y terminal negativo color negro. Seleccionamos un conductor de sección 4 mm² (12 AWG), que tiene una capacidad de corriente de 30A. Figura 3.13.

Se presenta un resumen del cálculo de sección de estos tramos de conductor. Tabla 3.11.

Circuito	Cableado	Generador FV	Longitud m	Sección mm ²	Corriente A	Voltaje V	Caida Ten. %V
DC	Principal DC - Inversor	GFV1-1	12	4	18.02	480	1.92
		GFV1-2	9	4	18.02	480	1.44
		GFV2-1	7	4	18.02	480	1.12
		GFV2-2	7	4	18.02	480	1.12
		GFV3-1	9	4	18.02	480	1.44
		GFV3-2	12	4	18.02	480	1.92

Tabla 3.11 Sección y caída de voltaje de conductores DC principales.

El conductor de alimentación desde el cuadro de inversores hasta el tablero de cargas AC, será tipo unipolar 600V. Seleccionamos un conductor de sección 16 mm² (6 AWG), que tiene una capacidad de corriente de 75A. Figura 3.13. Se presenta un resumen del cálculo de sección de estos tramos de conductor. Tabla 3.12.

Circuito	Cableado	Generador FV	Longitud m	Sección mm ²	Corriente A	Voltaje V	Caida Ten. %V
AC	Inversor - Tablero AC	TD-P	30	16	35	220	2.34

Tabla 3.12 Sección y caída de voltaje de conductores AC.

3.4.10 Dimensionamiento de Canalización del Sistema Fotovoltaico

Para obtener una ordenada y confiable instalación de conexión de los conductores, estos deben estar canalizados en todo el sistema y de esta forma evitar situaciones de riesgo para los operadores.

El conductor de conexión entre ramales de módulos fotovoltaicos tiene una sección de 4 mm^2 . El diámetro exterior mínimo de la canalización según la norma en el NEC (National Electrical Code), para esta sección de conductor es de 13 mm ($\text{Ø}1/2''$), por facilidad de montaje se selecciona un ducto de 19 mm ($\text{Ø}3/4''$). Más detalles de canalización en el Anexo 3.8.

$$D = 19 \text{ mm}$$

El conductor de conexión entre cada subgenerador hasta el tablero de inversores tiene una sección de 4 mm^2 . El diámetro exterior mínimo de la canalización según la norma en el NEC (National Electrical Code), para esta sección de conductor es de 13 mm ($\text{Ø}1/2''$), por facilidad de montaje se selecciona un ducto de 19 mm ($\text{Ø}3/4''$).

$$D = 19 \text{ mm}$$

El conductor de alimentación desde el cuadro de inversores hasta el tablero de cargas AC tiene una sección de 16 mm^2 . El diámetro exterior mínimo de la canalización según la norma en el NEC (National

Electrical Code), para esta sección de conductor es de 19 mm ($\text{Ø}3/4''$), por facilidad de montaje se selecciona un ducto de 25 mm ($\text{Ø}1''$).

$$D = 25 \text{ mm}$$

3.4.11 Dimensionamiento de Protecciones del Sistema Fotovoltaico

Protecciones de corriente continúa

a. Fusibles

La protección contra sobrecargas y cortocircuitos de los ramales de módulos fotovoltaicos, será por dos fusibles por ramal, configurado uno en cada polo, ubicados físicamente en el tablero de inversores. Este será ajustado a 1.3 veces la corriente máxima que puede circular por el ramal (I_{MPP}).

$$I_Z = 1.3 * I_{MPP} = 1.3 * 8.49 = 11.037 \text{ A}$$

Condiciones de operación de los fusibles:

$$I_L \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_C \leq 1.5 * I_Z$$

I_L : Intensidad nominal de línea en condiciones nominales de operación (NOCT)

I_Z : Intensidad máxima de protección

I_C : Intensidad de corte de fusible

I_N : Intensidad nominal del fusible

$$6.79 \text{ A} \leq I_N \leq 11.037 \text{ A}$$

$$I_C = 1.6 * I_N = 1.6 * 10 = 16 \text{ A}$$

$$16 \text{ A} \leq 1.5 * 11.037 \rightarrow 16 \text{ A} \leq 16.55 \text{ A}$$

Por lo tanto se debe colocar 12 fusibles en toda la instalación fotovoltaica del tipo:

Fusible 10 A – 400 V

b. Interruptor – seccionador

Se debe disponer de interruptores bajo carga con capacidad para establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones nominales y durante un periodo de tiempo fijado en la intensidad de corte, en cada uno de los grupos de módulos fotovoltaicos.

$$I_{I-S} = \text{No. ramales} * I_L$$

$$I_{I-S} = 6 * 6.79 = 40.74 \text{ A}$$

Por lo tanto se debe colocar un interruptor seccionador de 50 A – 400 V.

Protecciones de corriente alterna

a. Interruptor general manual

Se instalara como elemento de seccionamiento y protección contra cortocircuitos y sobrecorrientes un interruptor magnetotérmico para cada generador. Este deberá establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones nominales así como la corriente de cortocircuito.

$$I_{GM} = I_{Ninv.} * No. inversores$$

$$I_{GM} = 35 * 3 = 105 A$$

Por lo tanto se debe instalar un interruptor de 125 A – 600 V, con una corriente de cortocircuito superior a 10 kA.

b. Interruptores magnetotérmicos

A la salida de cada inversor, por cada línea se instalara como elemento de protección y seccionamiento frente a sobrecorrientes y cortocircuitos un interruptor magnetotérmico. Este deberá

establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones nominales así como la corriente de cortocircuito.

$$I_{Ninv} = 35 A$$

Por lo tanto se debe instalar un interruptor de 40 A – 600 V, con una corriente de cortocircuito superior a 10 kA.

3.4.12 Sistema de Tierra del Sistema Fotovoltaico

Los conductores de protección del sistema de tierra de la instalación fotovoltaica, tienen como objetivo conectar las masas del sistema a un punto distinto del circuito, con la finalidad de evitar peligro de tensiones y contactos indirectos, protegiendo la integridad de las personas. Los sistemas de protección se sujetaran al NEC-11 Capitulo 14-48. Anexo 3.9.

Los electrodos de tierra utilizados serán varillas de acero recubierto de cobre (cooperweld) no menor de 16 mm (5/8”) de diámetro y de 1.8 m de longitud, enterrada verticalmente en su totalidad.

Las secciones varían de acuerdo a la sección a proteger, según se indica en la figura 3.15.

Sección de los conductores de Fase	Sección mínima conductores Protección
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = \frac{S}{2}$

Figura 3.15 Sección de conductores de tierra

A continuación se calculan las secciones de los conductores a tierra en los diferentes tramos:

- a. Protección entre módulos FV y principal DC
- b. Protección entre principal DC e inversor
- c. Protección entre inversor y tablero AC

Se presenta un resumen del cálculo de sección de los conductores de protección en la. Tabla 3.13.

Circuito	Cableado	Generador FV	Sección fase (mm ²)	Sección protección (mm ²)
DC	Ramal DC - Módulos FV	GFV1-1	4	4
		GFV1-2	4	4
		GFV2-1	4	4
		GFV2-2	4	4
		GFV3-1	4	4
		GFV3-2	4	4
	Principal DC - Inversor	GFV1-1	4	4
		GFV1-2	4	4
		GFV2-1	4	4
		GFV2-2	4	4
		GFV3-1	4	4
		GFV3-2	4	4
AC	Inversor - Tablero AC	TD-P	16	16

Tabla 3.13 Sección de conductores de tierra del sistema fotovoltaico

CAPÍTULO 4

4. ESTUDIO ENERGÉTICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.1 Cálculo de la producción de energía

La energía eléctrica que se generará a través del sistema fotovoltaico, se calcula con la siguiente expresión matemática, ecuación 4.1:

$$E_D \left(\frac{kWh}{día} \right) = P_{maxFV} * G_{dm(\alpha,\beta)} * PR \quad (4.1)$$

$P_{max FV}$: La potencia pico del generador fotovoltaico (kWp).

$G_{dm(\alpha,\beta)}$: El promedio mensual de radiación incidente sobre una superficie con inclinación y orientación (kWh/m²/día).

PR: El performance ratio del generador FV, es decir, el rendimiento global del sistema FV.

El rendimiento global del sistema se lo estima con la siguiente expresión matemática, ecuación 4.2:

$$PR = \eta_{orient} * \eta_{temp} * \eta_{dispersion} * \eta_{suc} * \eta_{somb} * \eta_{cond} * \eta_{inv} * \eta_{dispon} \quad (4.2)$$

4.2 Cálculo de las pérdidas y el Performance Ratio

Se define como **Performance Ratio (PR)** o **Coficiente de Rendimiento Total**, al valor que expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de una instalación fotovoltaica, y de esta manera nos indica que proporción de la energía está realmente disponible para ser utilizada, logrando cuantificar las pérdidas de energía en el generador FV.

$PR \geq 80\%$	<i>Muy eficiente</i>
$70\% \leq PR < 80\%$	<i>Eficiente</i>
$PR < 70\%$	<i>Ineficiente</i>

Cuanto más cercano al 100% sea el valor del PR para una instalación fotovoltaica, esta trabajara de una forma más efectiva. Sin embargo durante la operación de la instalación se producen perdidas de energía, de las que se puede mencionar:

- Perdidas en el generador FV
 - ✓ Pérdidas por orientación e inclinación
 - ✓ Pérdidas por efecto de la temperatura
 - ✓ Pérdidas por dispersión
 - ✓ Pérdidas por suciedad
 - ✓ Pérdidas por sombreado
- Perdidas en los conductores
- Pérdidas en el inversor
- Pérdidas por disponibilidad del sistema

4.2.1 Pérdidas por orientación e inclinación

Estas pérdidas son producidas cuando el generador fotovoltaico difiere de la orientación e inclinación optima en determinada zona geográfica, y se la determina con los valores promedio de radiación sobre una superficie.

Los valores de radiación para un lugar cercano con coordenadas 2° 45' 35,99" S y 79° 15' O se muestran en la tabla 4.1 y fueron obtenidos de la base de datos de la NASA mediante su página web:

www.eosweb.larc.nasa.gov.

Promedio mensual de radiación incidente sobre una superficie inclinada en Guayaquil (kWh/m ² /día)													
Lat: -2.14 Long: -79.92	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
SSE HRZ	4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.57
Difusa	2.22	2.31	2.34	2.15	1.97	1.89	1.94	2.08	2.26	2.31	2.22	2.16	2.15
Directa	3.39	3.27	3.81	3.96	3.82	3.57	3.17	3.54	3.51	3.13	3.69	3.85	3.56
Inclinación 0°	4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.57
Rad. Óptima	4.53	4.56	4.97	4.92	4.70	4.46	4.20	4.56	4.69	4.47	4.75	4.80	4.63
Angulo Ópt.	15°	9°	1°	12°	22°	27°	24°	16°	4°	6°	14°	18°	14°

Tabla 4.1 Promedio de radiación incidente sobre superficie inclinada en Guayaquil (kWh/m²/día).⁶²

A continuación se dan las definiciones de cada uno de los valores que se muestran en la tabla anterior:

SSE HRZ: Es el promedio mensual de la radiación solar total incidente sobre una superficie horizontal en la superficie de la tierra durante un mes determinado, en promedio para ese mes en el período de 22 años (desde julio 1983 hasta 06 2005).

Radiación Difusa: Es el promedio mensual de la radiación solar incidente para un mes determinado en una superficie horizontal en la superficie de la tierra en todas las condiciones de cielo con la radiación

⁶² eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen

directa del haz del sol bloqueada por una banda de sombra o disco de seguimiento, en promedio para ese mes en el periodo de 22 años.

Radiación Directa: Es el promedio mensual de radiación directa incidente normal en una superficie normal orientada a la radiación solar durante un mes, en promedio para ese mes en el período de 22 años.

Optima: El promedio mensual de la radiación solar total incidente sobre una superficie inclinada con un ángulo óptimo respecto a la horizontal y apuntando hacia el Ecuador.

Angulo Óptimo: Es el ángulo relativo a la horizontal para el cual el promedio de radiación solar mensual total es un máximo.

Por la complejidad en el cálculo de estas, se las estimará de acuerdo a la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC-11), que recomienda el uso de tablas que se detallan en el Anexo 4.1., para encontrar los valores de promedio mensual de radiación sobre superficies inclinadas, se usara la tabla 4.2 y según la ecuación 4.3:

$$G_{dm(\beta)} = k * G_{dm} \quad (4.3)$$

G_{dm} : Radiación mensual incidente sobre una superficie horizontal

k : Índice de corrección

Factor k según latitud -2°												
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$\beta=0^\circ$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
$\beta=5^\circ$	0.97	0.98	1.00	1.01	1.01	1.03	1.02	1.01	1.00	0.98	0.97	0.96
$\beta=10^\circ$	0.93	0.96	0.99	1.02	1.04	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.93	0.92
$\beta=15^\circ$	0.89	0.93	0.98	1.02	1.05	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.87
$\beta=20^\circ$	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.01	0.96	0.89	0.84	0.82

Tabla 4.2 Factor de corrección k a una latitud -2°. ⁶³

En este caso, los módulos fotovoltaicos están instalados directo sobre la cubierta del galpón de la fábrica, la misma que forma un ángulo de inclinación de 15° respecto a la horizontal, por lo tanto se escoge el valor de k para un $\beta = 15^\circ$, y se procede a calcular las pérdidas que están indicadas en la tabla 4.3.

Pérdidas de radiación incidente sobre una superficie inclinada													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual (kWh/m ²)
<u>G_{dm}</u> (kWh/m ²)	4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.57
K ($\beta=15^\circ$)	0.89	0.93	0.98	1.02	1.05	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.87	
<u>G_{dm}</u> ($\beta=15^\circ$)	3.94	4.21	4.87	4.95	4.67	4.38	4.16	4.53	4.59	4.14	4.14	4.04	4.38
Rendimiento	0.87	0.93	1.08	1.10	1.03	0.97	0.92	1.00	1.02	0.92	0.92	0.89	0.97

Tabla 4.3 Pérdidas de radiación incidente sobre superficie inclinada. (Elaboración propia)

⁶³ cimeg.org.ec/normasnec/

Según los datos calculados, las pérdidas de energía promedio por orientación e inclinación debido a las temperaturas son del 3%, es decir:

$$\eta_{orient} = 0.97 \quad (4.4)$$

4.2.2 Pérdidas por efecto de la temperatura

Las pérdidas por funcionamiento a temperaturas de las condiciones normales se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$\eta_{temp} = 1 - \gamma(T_C - 25) \quad (4.5)$$

$$T_C = T_a + 1.25(NOCT - 20) \quad (4.6)$$

γ : El coeficiente de variación de potencia a temperaturas diferentes de STC.

T_C : El valor de temperatura de la celda FV en condiciones STC.

T_a : El valor de temperatura ambiente promedio del lugar, tabla 4.4.

Mas detalles ver anexo 4.2.

NOCT: Es la temperatura de operación nominal de la celda.

Temperatura mensual del aire en Guayaquil (°C)													
Lat: -2.14 Long: -79.92	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
Temperatura del aire (°C)	26.7	26.7	27.1	27.1	26.4	25.2	24.4	24.3	24.8	24.9	25.4	26.4	25.8

Tabla 4.4 Promedio de temperatura mensual del aire en Guayaquil (°C).⁶⁴

Mes	Temp. amb. Ta (°C)	NOCT (°C)	Y	Temp. cel. Tc(°C)	Dif. Temp. (Tc-25)°C	Rendimiento η_{temp}
Enero	26.7	46	0.0042	59.2	34.2	0.856
Febrero	26.7	46	0.0042	59.2	34.2	0.856
Marzo	27.1	46	0.0042	59.6	34.6	0.855
Abril	27.1	46	0.0042	59.6	34.6	0.855
Mayo	26.4	46	0.0042	58.9	33.9	0.858
Junio	25.2	46	0.0042	57.7	32.7	0.863
Julio	24.4	46	0.0042	56.9	31.9	0.866
Agosto	24.3	46	0.0042	56.8	31.8	0.866
Septiembre	24.8	46	0.0042	57.3	32.3	0.864
Octubre	24.9	46	0.0042	57.4	32.4	0.864
Noviembre	25.4	46	0.0042	57.9	32.9	0.862
Diciembre	26.4	46	0.0042	58.9	33.9	0.858
Anual	25.8	46	0.0042	58.3	33.3	0.860

Tabla 4.5 Rendimiento por efecto de la temperatura. (Elaboración propia).

Según los datos calculados, las pérdidas de energía promedio debido a las temperaturas son del 14%, es decir:

$$\eta_{temp} = 0.86 \quad (4.7)$$

⁶⁴ eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/

4.2.3 Pérdidas por dispersión

Las pérdidas por dispersión se deben a que los módulos fotovoltaicos no son homogéneos en cuanto a su potencia nominal, con lo que pueden registrar desviaciones respecto al valor teórico de hasta un $\pm 5\%$.

En el catalogo del modulo fotovoltaico utilizado en el sistema FV, se indica que la potencia entregada es igual a la potencia máxima, por lo tanto el rendimiento por dispersión de parámetros es:

$$\eta_{disp} = 1 \quad (4.8)$$

4.2.4 Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por acumulación de polvo en los módulos FV pueden variar entre un valor nulo en ambiente lluvioso, y el 8% cuando están muy sucios. Por la ubicación de la instalación se pueden presentar distintas clases de suciedad, tales como: la caliza, que es habitual encontrarla en la atmósfera como polvo; el cemento, que es el principal elemento usado en las construcciones y está presente en el aire en distintas concentraciones; y el carbón, procedente de la

mayoría de los procesos de combustión y que se puede encontrar cerca de entornos industriales.^[65]

En nuestro caso tenemos que el sistema FV se encuentra en la zona industrial, por lo tanto tomaremos un valor de 3% de pérdidas, y por lo tanto un rendimiento de:

$$\eta_{suc} = 0.97 \quad (4.9)$$

4.2.5 Pérdidas por sombreado

Las pérdidas por efecto de sombras en los módulos FV (generan problemas en el punto óptimo de operación disminuyendo considerablemente la potencia generada, produciendo autoconsumos y puntos calientes en los mismos. En este caso, las sombras que se puedan producir) son producidas por edificaciones de altura cercanos a la instalación, o las sombras producidas por los módulos FV entre sí.

En este caso no existe edificación en altura alguna en las inmediaciones del galpón industrial, y se ha considerado que los módulos FV se instalaran asentados sobre la cubierta del galpón, es decir tendrán una inclinación constante, dado esto las pérdidas

⁶⁵ smartgreenholding.com

producidas en el generador FV por el efecto de sombras son nulas, y por lo tanto un rendimiento de:

$$\eta_{somb} = 1 \quad (4.10)$$

4.2.6 Pérdidas en los conductores

El cálculo de estas pérdidas están directamente relacionadas con las secciones de conductores calculados en el capítulo anterior, y se lo realiza con las siguientes ecuaciones matemáticas:

Circuitos monofásicos AC:

$$S[mm^2] = \frac{2 * L * I_{N(inv)} * \cos \varphi}{\%V * K_{Cu}} \quad (3.9)$$

$$P = \%V * I_{N(inv)} \quad (4.11)$$

Circuitos DC:

$$S[mm^2] = \frac{2 * L * I_{CC(STC)}}{\%V * K_{Cu}} \quad (3.10)$$

$$P = \%V * I_{CC(STC)} \quad (4.12)$$

Tomando $k_{Cu} = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ y $\cos \phi = 1$ (dato del inversor).

Circuito	Cableado	Generador FV	Longitud m	Sección mm ²	Corriente A	Voltaje V	Caída Ten. %V	Potencia W
DC	Ramal DC - Módulos FV	GFV1-1	22	4	9.01	480	1.76	15.86
		GFV1-2	22	4	9.01	480	1.76	15.86
		GFV2-1	22	4	9.01	480	1.76	15.86
		GFV2-2	22	4	9.01	480	1.76	15.86
		GFV3-1	22	4	9.01	480	1.76	15.86
		GFV3-2	22	4	9.01	480	1.76	15.86
	Principal DC - Inversor	GFV1-1	12	4	18.02	480	1.92	34.60
		GFV1-2	9	4	18.02	480	1.44	25.95
		GFV2-1	7	4	18.02	480	1.12	20.18
		GFV2-2	7	4	18.02	480	1.12	20.18
		GFV3-1	9	4	18.02	480	1.44	25.95
		GFV3-2	12	4	18.02	480	1.92	34.60
AC	Inversor - Tablero AC	TD-P	30	16	35.00	220	2.34	81.90
Total pérdidas en conductores								338.50

Tabla 4.6 Pérdidas de potencia en los conductores. (Elaboración propia).

Dado esto se puede calcular las pérdidas en los conductores, en relación con la potencia instalada del sistema FV $P_{inst} = 24 \text{ Kw}$, es decir:

$$P_{cond} = \frac{P_{perd_cond}}{P_{inst}} = 1.41\%$$

$$\eta_{cond} = 0.98 \quad (4.13)$$

4.2.7 Pérdidas en el inversor

El rendimiento de un inversor varía en función de su calidad, forma de onda, régimen de trabajo, etc. Este dato viene proporcionado por el fabricante en la tabla de características técnicas del equipo en el anexo 3.5, en nuestro caso el rendimiento del inversor es:

$$\eta_{inv} = 0.98 \quad (4.14)$$

4.2.8 Pérdidas de disponibilidad del sistema fotovoltaico

Se consideran las pérdidas por caída de la red, labores de mantenimiento, funcionamiento incorrecto y contingencias diversas. Este valor es un parámetro estimativo, pero de cierta relevancia, por lo que se establece una disponibilidad aproximada del 97%. Es decir que las pérdidas por disponibilidad se estimaran en 3%.

$$\eta_{dispon} = 0.98 \quad (4.15)$$

4.2.9 Rendimiento global del sistema fotovoltaico

Analizados todos los rendimientos, se procede a calcular el Performance Ratio del sistema FV, mediante la ecuación 4.2., obteniendo como resultado:

$$PR = (0.86)(1)(0.97)(1)(0.97)(0.9859)(0.98)(0.97) = 0.7583$$

$$\mathbf{PR = 75.83\%} \qquad \mathbf{(4.2)}$$

Obtenido el valor del Performance Ratio (PR), se procede a calcular la producción de energía eléctrica del generador FV, mediante la ecuación 4.16.:

$$E_D \left(\frac{kWh}{dia} \right) = P_{maxFV} * G_{dm(\alpha,\beta)} * PR \qquad (4.16)$$

Para esto se necesita el valor de la radiación solar incidente $G_{dm}(\alpha,\beta)$ correspondiente para esta instalación, que fue calculada en la tabla 4.7.

Mes	Día	Pot. Nom. (kWp)	Gdm (α, β) (kWh/m ² /día)	PR (α, β)	ED (kWh/día)	ED (kWh/mes)
Enero	31	24.48	4.43	0.76	82.419264	2555.00
Febrero	28	24.48	4.53	0.76	84.279744	2359.83
Marzo	31	24.48	4.97	0.76	92.465856	2866.44
Abril	30	24.48	4.85	0.76	90.23328	2707.00
Mayo	31	24.48	4.45	0.76	82.79136	2566.53
Junio	30	24.48	4.13	0.76	76.837824	2305.13
Julio	31	24.48	3.96	0.76	73.675008	2283.93
Agosto	30	24.48	4.44	0.76	82.605312	2478.16
Septiembre	30	24.48	4.68	0.76	87.070464	2612.11
Octubre	31	24.48	4.45	0.76	82.79136	2566.53
Noviembre	30	24.48	4.65	0.76	86.51232	2595.37
Diciembre	31	24.48	4.64	0.76	86.326272	2676.11
Anual						30572.15

Tabla 4.7 Producción eléctrica mensual y anual del generador fotovoltaico.

(Elaboración propia).

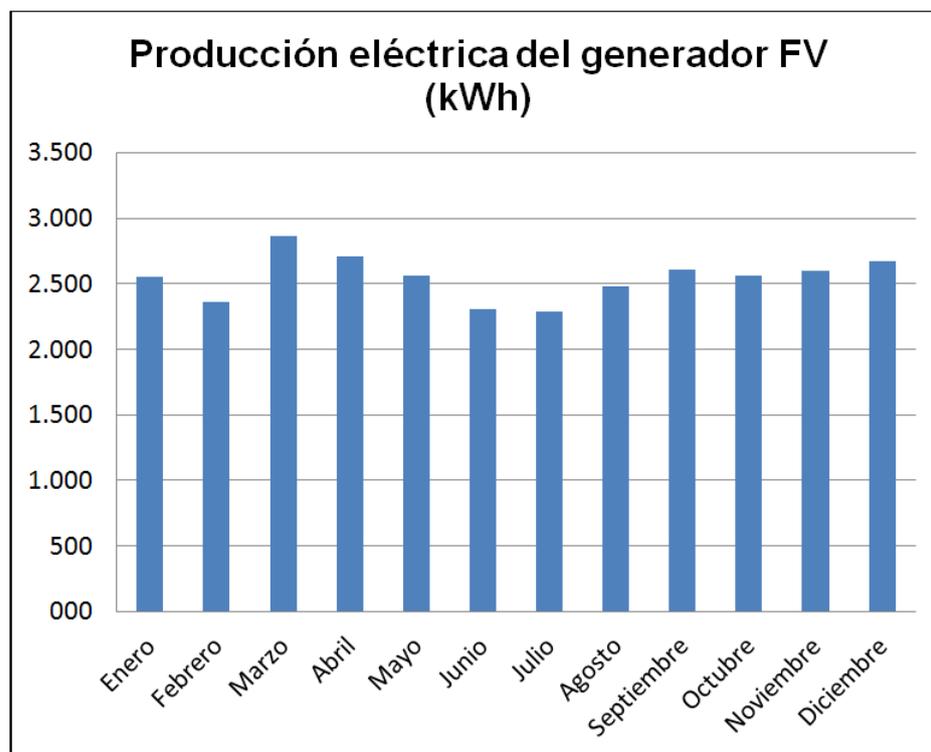


Figura 4.1 Producción eléctrica mensual del generador fotovoltaico. (Elaboración propia)

4.3 Estudio económico y financiero del Proyecto

Realizar un adecuado análisis económico del proyecto es de gran importancia, para determinar la conveniencia de realizar una inversión, y de esta forma predecir el comportamiento de esta, esto ayuda a tomar decisiones a largo plazo, conocer la viabilidad del proyecto y obtener una rentabilidad económica para la empresa.

Se tiene que puntualizar las diferencias entre análisis financiero y análisis económico, el primero pretende conocer la solvencia y liquidez de sus inversiones, es decir, la capacidad de la empresa para atender sus obligaciones a corto y a largo plazo, y el segundo, estudia los resultados de la empresa a partir de la cuenta de pérdidas y ganancias para obtener una visión conjunta de la rentabilidad, la productividad, el crecimiento de la empresa y sus expectativas del futuro.^[66]

4.3.1 Costos del Proyecto

4.3.1.1 Costo de inversión del Generador Fotovoltaico

Estos costos representan la inversión inicial en lo que concierne a las obras civiles y eléctricas en la etapa de construcción y montaje de equipos, realizados en la instalación fotovoltaica.

⁶⁶ economyadelaempres.files.wordpress.com

Para esto se realiza un presupuesto referencial detallando los costos de equipos y materiales más relevantes que serán utilizados en la instalación del generador FV.

Presupuesto de Generador FV					
Rubro	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Precio Total
1 Generador Fotovoltaico					
1.1	Modulo fotovoltaico 255Wp	96	u	\$ 325.00	\$ 31,200.00
1.2	Inversor 8kW	3	u	\$ 3,750.00	\$ 11,250.00
1.3	Conductor Cu S=4mm ²	200	m	\$ 0.75	\$ 150.00
1.4	Conductor Cu S=16mm ²	60	m	\$ 2.50	\$ 150.00
1.5	Protecciones Eléctricas	1	glb	\$ 500.00	\$ 500.00
1.6	Tablero Eléctricos DC-AC	1	glb	\$ 1,250.00	\$ 1,250.00
1.7	Estructura de soporte	160	m ²	\$ 25.00	\$ 4,000.00
2 Mano de Obra					
2.1	Instalación de generador FV	1	glb	\$ 10,000.00	\$ 10,000.00
Subtotal					\$ 58,750.00
IVA 12%					\$ 7,050.00
Total					\$ 65,800.00

Tabla 4.8 Presupuesto Referencial de la instalación fotovoltaica.

4.3.1.2 Costo de operación y mantenimiento

La operación y mantenimiento para este tipo de sistemas, conciernen a la revisión de equipos y limpieza de los módulos fotovoltaicos que se ven afectados por el polvo, la suciedad, excremento de aves. Se debe considerar un plan de mantenimiento preventivo para el sistema fotovoltaico.

Estos costos son relativamente bajos, y se estima que estos costos están alrededor de 0.5% a 1.5% de la inversión inicial.^[67]

4.3.2 Ingresos por venta de Energía Eléctrica

En este proyecto se considera como ingreso a la venta de energía eléctrica a la red, los precios de energía están regulados por el CONELEC y están expresados en centavos de dólar por cada kilovatio hora (cUSD/kWh) generado, y varían de acuerdo al tipo de centrales. En capítulo 1 se detalla los precios preferenciales fijados y vigentes de acuerdo a la última Regulación del CONELEC, tabla 4.9. Para mayor detalle ver el Anexo 1.1.

⁶⁷ web.ing.puc.cl/EvoluciondecostosERN

CENTRALES	Territorio Continental cUSD/kWh	Territorio Insular de Galápagos cUSD/kWh
EÓLICAS	9,13	10,04
FOTOVOLTAICAS	40,03	44,03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11,05	12,16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9,60	10,56
GEOTÉRMICAS	13,21	14,53

Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (Regulación No. CONELEC 004/11)

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

5/02/2014

Tabla 4.9 Precios preferentes de energías renovables en (cUSD/kWh).⁶⁸

4.3.3 Técnicas de Evaluación Económica

Las técnicas de evaluación económicas son métodos y modelos de análisis de carácter cuantitativo que sirven para analizar los resultados posibles que una alternativa determinada puede dar, o de una serie de alternativas visualizar cual es la mejor de ellas.

La utilización de un proceso de valoración económica es de gran importancia para evaluar la exactitud de los resultados a obtener en el análisis económico, que forman parte de un crecimiento y mejoramiento de la empresa.

⁶⁸ Regulación CONELEC 004/11

Las técnicas de evaluación para una alternativa que forma parte de un proyecto se clasifican en:

- ✓ Técnicas simples o métodos que no consideran el valor del dinero en el tiempo, como el Periodo de Recuperación de la Inversión (PIR), también llamado PAYBACK.
- ✓ Técnicas compuestas o métodos que consideran el valor del dinero a través del tiempo, entre las que se menciona Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

4.3.4 Periodo de Recuperación de Inversión (PIR)

El periodo de recuperación de inversión (PIR), o llamado también “Pay Back”, calcula la cantidad de tiempo en años que se necesitan para recuperar el costo total de inversión. Se lo calcula de esta manera:

$$PIR = \frac{\textit{Costo de Inversión}}{\textit{Beneficio Neto Anual}} \quad (4.17)$$

Este método de evaluación económica por tener un entorno de análisis simple, presenta la ventaja de ser sencillo y muy utilizado en

la práctica; y tiene la desventaja de no considerar el valor del dinero a través del tiempo.

Los costos de inversión comprenden los equipos, obra civil, permisos y autorizaciones administrativas, y de ingeniería. Por otro lado los beneficios resultan de las ventas anuales de energía eléctrica.

En términos generales, en el mercado del sector eléctrico para que un proyecto sea considerado económicamente bueno, el periodo de recuperación de inversión de este no debe exceder los 7 años.

4.3.5 Técnica del Valor Actual Neto (VAN)

Esta técnica de evaluación económica, se la define como la diferencia que existe entre los flujos de efectivo esperados (ingresos) y el valor presente de la inversión original (egresos), ambos flujos son descontados de la tasa de interés al capital de financiamiento del proyecto, es decir son las ganancias que puede generar el proyecto.

Si el saldo entre beneficios y gastos es positivo, el proyecto es conveniente y si es negativo el proyecto no es conveniente.

Para calcular el VAN se emplea la formula siguiente:

$$VAN = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{R_j - (I_j + O_j + M_j)}{(1 + r)^j} \quad (4.18)$$

En donde:

R_j = Ingreso en el año j

I_j = Inversión en el año i

O_j = Costo de operación en el año j

M_j = Costo de mantenimiento y reparación en el año j

R = Tasa anual de descuento

n = Número de años de vida del proyecto

4.3.6 Técnica de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

Esta técnica de evaluación económica se la define como el máximo rendimiento que puede generar el proyecto o alternativa durante su vida útil si se ejecuta en las mejores condiciones.

En forma matemática quiere decir que la diferencia de los flujos de efectivo esperados (ingreso) del valor actual de la inversión original, es igual a cero, es decir es la tasa de descuento que reduce a cero el valor actual neto. La ecuación se la expresa de siguiente forma:

$$0 = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{R_j - (I_j + O_j + M_j)}{(1+r)^j} \quad (4.19)$$

En la aplicación de las diferentes técnicas de evaluación a este proyecto fotovoltaico, la producción de energía es afectada debido a la degradación de potencia del modulo fotovoltaico durante el tiempo de duración del proyecto. Según datos del fabricante, 90% de potencia a los 10 años y 80% de potencia a los 20 años, es decir se tiene una degradación de potencia de 1% por año.

En términos financieros del proyecto, se considera un 30% del proyecto como capital del cliente, y el 70% financiado por un préstamo a una entidad bancaria. La CFN es una entidad pública que impulsa financiamiento para este tipo de proyectos, con estas condiciones:

- ✓ Financiamiento hasta el 70% para proyectos nuevos.
- ✓ Tasa de interés para activos fijos de 8.75% hasta 5 años, y 9.25% hasta 10 años.
- ✓ Plazo para activo fijo hasta 10 años.

Para efectuar el análisis económico del sistema fotovoltaico se considera el préstamo a un plazo de 10 años, con interés del 9.25% y una tasa de descuento del 10%; se presenta en la tabla 4.10. Dado

esto se deduce que actualmente el proyecto no genera una buena rentabilidad.

Periodo Anual	Energía Generada (kWh)	Ingresos Autoconsumo (\$)	Egresos (\$)	Flujo Neto (\$)
				\$ (20,800.00)
1	30572.15	\$ 5,163.00	\$ (7,571.77)	\$ (2,408.77)
2	30266.43	\$ 5,130.37	\$ (7,571.77)	\$ (2,441.40)
3	29960.71	\$ 5,097.74	\$ (7,571.77)	\$ (2,474.03)
4	29654.99	\$ 5,065.12	\$ (7,571.77)	\$ (2,506.65)
5	29349.26	\$ 5,032.49	\$ (7,571.77)	\$ (2,539.28)
6	29043.54	\$ 4,999.86	\$ (7,571.77)	\$ (2,571.90)
7	28737.82	\$ 4,967.24	\$ (7,571.77)	\$ (2,604.53)
8	28432.10	\$ 4,934.61	\$ (7,571.77)	\$ (2,637.16)
9	28126.38	\$ 4,901.98	\$ (7,571.77)	\$ (2,669.78)
10	27820.66	\$ 4,869.36	\$ (7,571.77)	\$ (2,702.41)
11	27514.94	\$ 4,836.73	\$ (658.00)	\$ 4,178.73
12	27209.21	\$ 4,804.10	\$ (658.00)	\$ 4,146.10
13	26903.49	\$ 4,771.48	\$ (658.00)	\$ 4,113.48
14	26597.77	\$ 4,738.85	\$ (658.00)	\$ 4,080.85
15	26292.05	\$ 4,706.22	\$ (658.00)	\$ 4,048.22
16	25986.33	\$ 4,673.60	\$ (658.00)	\$ 4,015.60
17	25680.61	\$ 4,640.97	\$ (658.00)	\$ 3,982.97
18	25374.88	\$ 4,608.34	\$ (658.00)	\$ 3,950.34
19	25069.16	\$ 4,575.72	\$ (658.00)	\$ 3,917.72
20	24763.44	\$ 4,543.09	\$ (658.00)	\$ 3,885.09
TIR				-1.13%
VAN (10%)				(\$5,936.28)

Tabla 4.10 Proyección del VAN y la TIR para el proyecto.

Como se observa en este análisis existen parámetros que influyen directamente en la rentabilidad del proyecto, como son: alto costo de los equipos, bajo costo del kWh facturado por la distribuidora y la tasa de interés fijadas para este tipo de inversiones por parte de las entidades financieras.

Con el fin de buscar alternativas y analizar las mejores condiciones económicas, se plantea realizar el análisis de escenarios de sensibilidad.

4.4 Análisis de Sensibilidad del Proyecto

4.4.1 Sensibilidad al costo de instalación

En este escenario se considera lo siguiente: tasa de descuento del 10%, costo de energía 0.092 (ckWh), préstamo a 10 años plazo y con un interés del 9.25%.

Costo (USD/Wp)	2.00	2.10	2.20	2.30	2.40
VAN (USD)	2,620.69	(466.85)	(2,610.35)	(4,753.86)	(5,936.28)
TIR (%)	2.75%	1.53%	0.51%	-0.42%	-1.13%

Tabla 4.11 Sensibilidad al costo del Wp instalado.

4.4.2 Sensibilidad al interés del préstamo

En este escenario se considera lo siguiente: tasa de descuento del 10%, costo del Wp instalado de \$2.40, costo de energía 0.092 (ckWh) y préstamo a 10 años plazo.

Interés de la deuda	5.00%	6.00%	7.00%	8.00%	9.25%
VAN (USD)	1,352.58	(291.51)	(1,979.74)	(3,711.48)	(5,936.28)
TIR (%)	1.19%	0.63%	0.08%	-0.46%	-1.13%

Tabla 4.12 Sensibilidad a la tasa de interés de la entidad financiera.

4.4.3 Sensibilidad al costo del kWh de energía facturada

En este escenario se considera lo siguiente: tasa de descuento del 10%, costo del Wp instalado de \$2.40, préstamo a 10 plazo y con un interés del 9.25%.

Costo (cUSD/kWh)	18.00	16.00	14.00	12.00	9.00
VAN (USD)	18,903.75	13,258.29	7,612.83	1,967.36	(5,936.28)
TIR (%)	9.20%	6.84%	4.51%	2.19%	-1.13%

Tabla 4.13 Sensibilidad al costo del kWh de la distribuidora.

CONCLUSIONES

1. La información proporcionada en el Atlas Solar del Ecuador, es una guía bastante confiable, ya que en comparación con los datos de la NASA el margen de error es menor al 10%.
2. Las pérdidas de energía por efectos de temperatura son las de mayor influencia en el rendimiento global del sistema, de ahí la importancia de seleccionar un módulo fotovoltaico, que garantice una óptima operación y funcionamiento ante cambios de temperatura.
3. La cantidad de módulos fotovoltaicos se ve condicionada por el espacio disponible en la cubierta, no siendo siempre posible cubrir la totalidad de la demanda de potencia de la instalación debido a este limitante.
4. Los componentes del sistema fotovoltaico mantienen costos elevados en el mercado, esto hace que la inversión inicial sea muy costosa.
5. Dentro de las normas y regulaciones del uso y tratamiento de energías renovables, no están considerados los usuarios y las instalaciones que

generan energía eléctrica para el autoconsumo y a su vez estén conectados a la red.

6. Realizado el análisis de viabilidad técnica del proyecto por la ubicación geográfica y las condiciones meteorológicas, el proyecto es factible.
7. En cambio en la viabilidad económica, el proyecto no es rentable ya que existen parámetros que influyen directamente como son: alto costo de los equipos, bajo costo del kWh facturado por la distribuidora y la tasa de interés fijadas para este tipo de inversiones por parte de las entidades financieras
8. En los diferentes escenarios que se presentó, se observa que parámetro más sensible es el de costo de energía facturado (kWh), por tanto el posible incremento del costo kWh facturado en el futuro podría hacer viable económicamente este proyecto.

RECOMENDACIONES

1. Que la entidad encargada de regular el tratamiento de energía renovable, publique políticas claras para este tipo de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
2. Impulsar a los usuarios a la no aportación de la contaminación del medio ambiente, por efecto de la emanación de gases, incentivando con alguna bonificación por cada kWh generado mediante energía fotovoltaica.
3. El Estado debe acordar con las entidades financieras mejorar las condiciones para los préstamos, ya que son proyectos que aportan al buen uso de la Energías Renovables.
4. Para cuantificar las pérdidas por orientación e inclinación, se recomienda el uso de herramientas informáticas como el software meteonorm.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Portal Educativo de Ciencias, *La Energía*, www.natureduca.com
- [2] Comunidad de Madrid; *Energía Solar Fotovoltaica Cap. 6*, www.madrid.org
- [3] Enciclopedia y definiciones, *Renovable*, www.definicion.de
- [4] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2010*, www.iea.org
- [5] Asamblea Nacional del Ecuador, *Constitución de la Republica del Ecuador*, 2008, www.asamblenacional.gob.ec.
- [6] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), *Ley del Régimen del Sector Eléctrico*, 2010, www.conelec.gob.ec
- [7] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), *Proyecto Eurosolar*, 2006, www.meer.gob.ec
- [8] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), *Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano*, 2012, www.conelec.gob.ec
- [9] Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), *Las Energías Renovables*, 2013, www.iner.gob.ec
- [10] Grupo El Comercio, *Energía Renovables No Convencionales*, 2012, www.myvirtualpaper.com/doc/grupo-el-comercio
- [11] Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), *Las Energías Renovables*, 2013, www.iner.gob.ec

- [12] Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos (MICSE), *Balance Energético Nacional 2014*, www.sectoresestrategicos.gob.ec
- [13] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2013*, www.conelec.gob.ec
- [14] Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), *Consumo de energía y abonados por sectores 2014*, Elaboración propia
- [15] British Petroleum, *BP Statistical Review of World Energy 2013*, www.bp.com
- [16] Ministerio del Ambiente de Ecuador, *Certificación Ecuatoriana Ambiental*, 2012, www.ambiente.gob.ec
- [17] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), *Regulación No. CONELEC 004/11*, 2011, www.conelec.gob.ec
- [18] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), *Tarifas preferenciales de Energías Renovables*, 2011, www.meer.gob.ec
- [19] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), *Regulación No. CONELEC 004/11*, 2011, www.conelec.gob.ec
- [20] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), *Pliego Tarifario para Empresa Eléctricas*, 2014, www.conelec.gob.ec
- [21] Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), *Tarifas vigentes servicio comercial e industrial ciudad de Guayaquil*, 2014, www.cnel.gob.ec

- [22]Portal Energías Renovables, *Guía Técnico Manual Energía Fotovoltaico*, 2004, www.portal-energia.com
- [23]Sistema de Información Ambiental de Colombia, *La Energía Solar*, www.siac.gov.ec
- [24]Agencia Estatal de Meteorología, *La Radiación Solar*, www.aemet.es
- [25]Wikipedia, La enciclopedia libre, *Equilibrio térmico de la Tierra*, 2013, www.es.wikipedia.org
- [26]National Aeronautics and Space Administration (NASA), *Atmospheric Science Data Center*, www.nasa.gov
- [27]El efecto albedo, www.insidethenature.wordpress.com
- [28]National Aeronautics and Space Administration (NASA), *Atmospheric Science Data Center*, www.nasa.gov
- [29]Corporación para la Investigación Energética (CIE), *Atlas de Radiación Solar del Ecuador*, 2008, www.energia.org.ec
- [30]Universidad de Jaén, *La importancia de la fotovoltaica*, 2010, www.ujaen.es
- [31]Universidad Internacional de Andalucía (UNIA), *El modulo fotovoltaico Unidad 4*, www.unia.es
- [32]New Mexico State University, *Energía Fotovoltaica*, www.solar.nmsu.edu
- [33]Ecovive, *Energía Solar Fotovoltaica*, 2009, www.ecovive.com

- [34] Sun Fields Europe, Sistemas Fotovoltaicos, www.sfe-solar.com
- [35] Soluciones Eléctricas y Solares, *Funcionamiento de paneles solares*, 2014, www.soelso.com
- [36] Instalación de Biomasa y Solar del Sur, *Energía Fotovoltaica*, 2014, www.solbisur.com
- [37] Gobierno de Canarias, *Instalaciones de Energías Renovables - Instalaciones Fotovoltaicas*, www.gobiernodecanarias.org
- [38] Programa de Energía Eólica, *Generalidades de Energías Renovables*, 2014, www.energiaeolica.gob.uy
- [39] Wikipedia, La enciclopedia libre, *Aplicaciones de la Energía Fotovoltaica*, www.es.wikipedia.org.
- [40] Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, *Energías Renovables*, 2014 www.evwind.com
- [41] Wikipedia, La enciclopedia libre, *Aplicaciones de la Energía Fotovoltaica*, www.es.wikipedia.org.
- [42] Wikipedia, La enciclopedia libre, *Aplicaciones de la Energía Fotovoltaica*, www.es.wikipedia.org.
- [43] Wikipedia, La enciclopedia libre, *Aplicaciones de la Energía Fotovoltaica*, www.es.wikipedia.org.
- [44] Guía básica de la generación distribuida, 2007, www.fenercom.com.
- [45] Wikipedia, La Enciclopedia libre, *Autoconsumo y balance neto*, www.es.wikipedia.org

- [46] Wikipedia, La Enciclopedia libre, *Paridad de Red*,
www.es.wikipedia.org
- [47] Google Earth, *Mapa satelital de la fábrica*, www.earth.google.es
- [50] Consumo de energía y demanda de potencia, www.cnel.gob.ec
- [53] Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC 11, *Capítulo 14 Energías Renovables*, 2011, www.normaconstruccion.ec
- [55] Yingli Solar, *Módulos fotovoltaicos*, 2014, www.yinglisolar.com
- [56] Inclinación de módulos fotovoltaicos, www.oscarperpinan.github.io
- [57] Trayectoria del sol, www.atletismocaprus.blogspot.com
- [58] New Mexico State University, *Orientación de módulos fotovoltaicos*,
www.solar.nmsu.edu
- [59] SMA Solar Technology AG, *Inversor Sunny mini central*,
www.SMA-Iberica.com
- [62] Software RETScreen, www.eosweb.larc.nasa.gov
- [65] Análisis de influencia de la suciedad en módulos FV,
www.smartgreenholding.com
- [66] Estudio financiero de proyectos, www.economiadelaempres.com
- [67] Evolución de costos de ERNC, www.ing.puc.cl
- [68] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), *Regulación No. CONELEC 004/11*, 2011, www.conelec.gob.ec

ANEXOS

ANEXO 1.2

en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

Una vez obtenido el certificado previo al Título Habilitante, por el cual se califica la solicitud de la empresa para el desarrollo y operación de un proyecto de generación, se determinará el plazo máximo que tiene el solicitante para la firma de contrato. Durante este periodo no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el primero.

Para la obtención del Título Habilitante, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente.

6. CONDICIONES PREFERENTES

6.1 PRECIOS PREFERENTES

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Tabla No. 1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

²Tabla No. 1

Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
<i>EÓLICAS</i>	<i>9.13</i>	<i>10.04</i>
<i>FOTOVOLTAICAS</i>	<i>40.03</i>	<i>44.03</i>
<i>SOLAR TERMOELÉCTRICA</i>	<i>31.02</i>	<i>34.12</i>
<i>CORRIENTES MARINAS</i>	<i>44.77</i>	<i>49.25</i>
<i>BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW</i>	<i>11.05</i>	<i>12.16</i>
<i>BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW</i>	<i>9.60</i>	<i>10.56</i>
<i>GEOTÉRMICAS</i>	<i>13.21</i>	<i>14.53</i>

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla No. 2, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales que se acojan a la presente Regulación.

² Tabla No. 1 reemplazada mediante Resolución Directorio No. 017/12 de 12 de enero de 2012.

la Regulación denominada «Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales» y, el Estado asuma los costos de inversión de estos proyectos de generación de energías renovables no convencionales.

Los valores unitarios aplicables mensualmente, a cada tipo de tecnología de generación, son los indicados en las Tablas No 3 y 4.

Tabla No. 3

Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (cUSD/kWh-recaudado)

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
<i>Eólicas</i>	2,39	2,62
<i>Fotovoltaicas</i>	11,80	12,99
<i>Solar Termoeléctrica</i>	8,74	9,61
<i>Corrientes Marinas</i>	12,77	14,05
<i>Biomasa y Biogás < 5 MW</i>	2,86	3,5
<i>Biomasa y Biogás > 5 MW</i>	2,50	2,75
<i>Geotérmicas</i>	3,36	3,69

Tabla No. 4

Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (cUSD/kWh-recaudado)

Centrales	Territorio Continental
<i>Centrales Hidroeléctricas menores 10MW</i>	2,07
<i>Centrales Hidroeléctricas mayores a 10MW hasta 30MW</i>	1,98
<i>Centrales Hidroeléctricas mayores a 30MW hasta 50MW</i>	1,78

El CONELEC podrá efectuar un nuevo cálculo aplicable anualmente, pero en caso de no hacerlo, seguirán vigentes los valores presentados en esta Regulación.

ANEXO 1.3

CUMEEC

PERIODO:

ENERO - DICIEMBRE *

EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL

CARGOS TARIFARIOS

JUNIO - NOVIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (kWh)	ENERGÍA (kWh)	COMERCIALIZACIÓN (kWh)
CATEGORÍA RESIDENCIAL			
MIVEL ENBIO*			
BAJA Y MEDIA TENSIÓN			
0-60		0,072	CONSUMOS DE:
61-100		0,021	93% (78,2)
101-160		0,023	1,414
161-200		0,090	3% (23,8)
201-260		0,098	2,226
261-320		0,102	9% (74,5)
321-400		0,103	4,240
401-460		0,102	18% (150,8)
461-700		0,1206	7,056
701-1000		0,1460	
1001-1600		0,1709	
1601-2600		0,2762	
2601-5600		0,4280	
Superior		0,6212	
		RESIDENCIAL TENSIÓN	
		0,1206	
CATEGORÍA GENERAL			
MIVEL ENBIO*			
GENERAL BAJA TENSIÓN			
BAJA TENSIÓN SIN DEMANDA			
COMERCIAL			
0-200		0,022	
Superior		0,110	
ESPECIALES: SER. DEPORTIVO, SER. COMUNITARIO			
0-200		0,072	
Superior		0,100	
BOMBEO AGUA			
0-200		0,067	
Superior		0,080	
INDUSTRIAL ARTESANAL			
0-200		0,074	
Superior		0,110	
SISTEMA SOCIAL, SERVICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO			
0-100		0,068	
101-200		0,064	
201-400		0,062	
Superior		0,106	
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA			
COMERCIAL EN TENSIONES			
	4,066	0,092	
ENTIDADES SOCIALES, SERVICIO DEPORTIVO, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMO Y TRABAJADORES ESPECIALES			
	4,066	0,092	
BOMBEO AGUA			
	4,066	0,072	
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA NO RURA			
COMERCIAL EN TENSIONES			
	4,066	0,092	
07h00 hasta 22h00		0,074	
22h00 hasta 07h00		0,074	
ESPECIAL: SER. DEPORTIVO, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMO Y TRABAJADORES ESPECIALES			
07h00 hasta 22h00	4,066	0,022	
22h00 hasta 07h00		0,062	
BOMBEO AGUA			
07h00 hasta 22h00	4,066	0,072	
22h00 hasta 07h00		0,062	
MIVEL ENBIO*			
GENERAL BAJA Y MEDIA TENSIÓN			
BOMBEO AGUA, COMUNITARIO, CAMPESINAR, SERVICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMO Y TRABAJADORES ESPECIALES			
0-200		0,240	0,700
Superior		0,240	
SISTEMA SOCIAL, SERVICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA			
	2,422	0,060	
SISTEMA SOCIAL Y SERVICIO PÚBLICO CON DEMANDA RURA			
07h00 hasta 22h00	2,422	0,060	
22h00 hasta 07h00		0,060	
MIVEL ENBIO*			
GENERAL MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA			
COMERCIAL EN TENSIONES			
	4,082	0,072	
ESPECIAL: SER. DEPORTIVO, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMO Y TRABAJADORES ESPECIALES			
	4,082	0,062	
BOMBEO AGUA			
	4,082	0,062	

ANEXO 3.1

HORA	ENERGIA ACTIVA	ENERGIA REACTIVA	DEMANDA ACTIVA	DEMANDA REACTIVA	FP
	kWh	kVARh	kW	kVAR	cos φ
12/15/2014 0:00	0.700	0.358	2.800	1.432	0.890
12/15/2014 0:15	0.667	0.313	2.668	1.252	0.905
12/15/2014 0:30	0.714	0.381	2.856	1.524	0.882
12/15/2014 0:45	0.683	0.348	2.732	1.392	0.891
12/15/2014 1:00	0.679	0.336	2.716	1.344	0.896
12/15/2014 1:15	0.682	0.274	2.728	1.096	0.928
12/15/2014 1:30	0.665	0.315	2.660	1.260	0.904
12/15/2014 1:45	0.691	0.349	2.764	1.396	0.893
12/15/2014 2:00	0.685	0.353	2.740	1.412	0.889
12/15/2014 2:15	0.688	0.349	2.752	1.396	0.892
12/15/2014 2:30	0.667	0.316	2.668	1.264	0.904
12/15/2014 2:45	0.711	0.374	2.844	1.496	0.885
12/15/2014 3:00	0.679	0.346	2.716	1.384	0.891
12/15/2014 3:15	0.763	0.310	3.052	1.240	0.926
12/15/2014 3:30	0.632	0.266	2.528	1.064	0.922
12/15/2014 3:45	0.751	0.435	3.004	1.740	0.865
12/15/2014 4:00	0.713	0.324	2.852	1.296	0.910
12/15/2014 4:15	0.667	0.310	2.668	1.240	0.907
12/15/2014 4:30	0.655	0.303	2.620	1.212	0.908
12/15/2014 4:45	0.690	0.345	2.760	1.380	0.894
12/15/2014 5:00	0.698	0.361	2.792	1.444	0.888
12/15/2014 5:15	0.702	0.369	2.808	1.476	0.885
12/15/2014 5:30	0.693	0.365	2.772	1.460	0.885
12/15/2014 5:45	0.673	0.333	2.692	1.332	0.896
12/15/2014 6:00	0.697	0.357	2.788	1.428	0.890
12/15/2014 6:15	0.684	0.346	2.736	1.384	0.892
12/15/2014 6:30	0.714	0.385	2.856	1.540	0.880
12/15/2014 6:45	0.665	0.320	2.660	1.280	0.901
12/15/2014 7:00	0.693	0.358	2.772	1.432	0.888
12/15/2014 7:15	1.912	0.595	7.648	2.380	0.955
12/15/2014 7:30	2.313	0.726	9.252	2.904	0.954
12/15/2014 7:45	2.315	0.708	9.260	2.832	0.956
12/15/2014 8:00	2.302	0.676	9.208	2.704	0.959
12/15/2014 8:15	3.253	0.626	13.012	2.504	0.982
12/15/2014 8:30	4.457	0.892	17.828	3.568	0.981
12/15/2014 8:45	6.081	1.190	24.324	4.760	0.981
12/15/2014 9:00	6.300	1.148	25.200	4.592	0.984
12/15/2014 9:15	6.373	1.103	25.492	4.412	0.985
12/15/2014 9:30	6.959	1.162	27.836	4.648	0.986
12/15/2014 9:45	7.128	1.254	28.512	5.016	0.985
12/15/2014 10:00	8.007	1.603	32.028	6.412	0.981
12/15/2014 10:15	7.888	1.513	31.552	6.052	0.982
12/15/2014 10:30	8.153	1.648	32.612	6.592	0.980
12/15/2014 10:45	8.173	1.605	32.692	6.420	0.981
12/15/2014 11:00	8.078	1.598	32.312	6.392	0.981
12/15/2014 11:15	8.317	1.741	33.268	6.964	0.979
12/15/2014 11:30	8.607	1.740	34.428	6.960	0.980
12/15/2014 11:45	8.409	1.688	33.636	6.752	0.980
12/15/2014 12:00	8.140	1.489	32.560	5.956	0.984
12/15/2014 12:15	8.116	1.405	32.464	5.620	0.985
12/15/2014 12:30	8.066	1.386	32.264	5.544	0.986
12/15/2014 12:45	7.572	1.290	30.288	5.160	0.986
12/15/2014 13:00	7.308	1.327	29.232	5.308	0.984
12/15/2014 13:15	7.350	1.313	29.400	5.252	0.984
12/15/2014 13:30	6.805	1.278	27.220	5.112	0.983
12/15/2014 13:45	6.671	1.283	26.684	5.132	0.982
12/15/2014 14:00	5.985	1.139	23.940	4.556	0.982
12/15/2014 14:15	6.105	1.163	24.420	4.652	0.982
12/15/2014 14:30	6.428	1.198	25.712	4.792	0.983
12/15/2014 14:45	6.433	1.292	25.732	5.168	0.980
12/15/2014 15:00	7.132	1.322	28.528	5.288	0.983
12/15/2014 15:15	7.311	1.249	29.244	4.996	0.986

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/15/2014 15:30	7.324	1.270	29.296	5.080	0.985
12/15/2014 15:45	7.680	1.515	30.720	6.060	0.981
12/15/2014 16:00	8.156	1.599	32.624	6.396	0.981
12/15/2014 16:15	8.136	1.466	32.544	5.864	0.984
12/15/2014 16:30	8.236	1.581	32.944	6.324	0.982
12/15/2014 16:45	7.719	1.603	30.876	6.412	0.979
12/15/2014 17:00	7.572	1.583	30.288	6.332	0.979
12/15/2014 17:15	7.363	1.535	29.452	6.140	0.979
12/15/2014 17:30	7.313	1.490	29.252	5.960	0.980
12/15/2014 17:45	7.123	1.522	28.492	6.088	0.978
12/15/2014 18:00	7.010	1.460	28.040	5.840	0.979
12/15/2014 18:15	7.278	1.536	29.112	6.144	0.978
12/15/2014 18:30	7.180	1.489	28.720	5.956	0.979
12/15/2014 18:45	6.735	1.406	26.940	5.624	0.979
12/15/2014 19:00	6.277	1.371	25.108	5.484	0.977
12/15/2014 19:15	5.606	1.237	22.424	4.948	0.977
12/15/2014 19:30	5.353	1.072	21.412	4.288	0.981
12/15/2014 19:45	5.148	1.138	20.592	4.552	0.976
12/15/2014 20:00	3.357	0.749	13.428	2.996	0.976
12/15/2014 20:15	3.287	0.781	13.148	3.124	0.973
12/15/2014 20:30	3.418	0.869	13.672	3.476	0.969
12/15/2014 20:45	3.302	0.862	13.208	3.448	0.968
12/15/2014 21:00	3.237	0.792	12.948	3.168	0.971
12/15/2014 21:15	3.226	0.724	12.904	2.896	0.976
12/15/2014 21:30	3.003	0.749	12.012	2.996	0.970
12/15/2014 21:45	2.999	0.887	11.996	3.548	0.959
12/15/2014 22:00	2.818	0.702	11.272	2.808	0.970
12/15/2014 22:15	2.775	0.678	11.100	2.712	0.971
12/15/2014 22:30	1.409	0.348	5.636	1.392	0.971
12/15/2014 22:45	1.013	0.353	4.052	1.412	0.944
12/15/2014 23:00	0.679	0.335	2.716	1.340	0.897
12/15/2014 23:15	0.671	0.315	2.684	1.260	0.905
12/15/2014 23:30	0.669	0.315	2.676	1.260	0.905
12/15/2014 23:45	0.687	0.344	2.748	1.376	0.894
12/16/2014 0:00	0.686	0.348	2.744	1.392	0.892
12/16/2014 0:15	0.673	0.326	2.692	1.304	0.900
12/16/2014 0:30	0.682	0.339	2.728	1.356	0.895
12/16/2014 0:45	0.640	0.282	2.560	1.128	0.915
12/16/2014 1:00	0.689	0.361	2.756	1.444	0.886
12/16/2014 1:15	0.664	0.265	2.656	1.060	0.929
12/16/2014 1:30	0.653	0.304	2.612	1.216	0.907
12/16/2014 1:45	0.658	0.312	2.632	1.248	0.904
12/16/2014 2:00	0.669	0.326	2.676	1.304	0.899
12/16/2014 2:15	0.669	0.345	2.676	1.380	0.889
12/16/2014 2:30	0.677	0.348	2.708	1.392	0.889
12/16/2014 2:45	0.684	0.354	2.736	1.416	0.888
12/16/2014 3:00	0.660	0.321	2.640	1.284	0.899
12/16/2014 3:15	0.727	0.267	2.908	1.068	0.939
12/16/2014 3:30	0.626	0.273	2.504	1.092	0.917
12/16/2014 3:45	0.733	0.424	2.932	1.696	0.866
12/16/2014 4:00	0.700	0.305	2.800	1.220	0.917
12/16/2014 4:15	0.660	0.309	2.640	1.236	0.906
12/16/2014 4:30	0.634	0.283	2.536	1.132	0.913
12/16/2014 4:45	0.693	0.360	2.772	1.440	0.887
12/16/2014 5:00	0.658	0.313	2.632	1.252	0.903
12/16/2014 5:15	0.696	0.373	2.784	1.492	0.881
12/16/2014 5:30	0.668	0.340	2.672	1.360	0.891
12/16/2014 5:45	0.674	0.340	2.696	1.360	0.893
12/16/2014 6:00	0.671	0.335	2.684	1.340	0.895
12/16/2014 6:15	0.668	0.325	2.672	1.300	0.899
12/16/2014 6:30	0.694	0.373	2.776	1.492	0.881
12/16/2014 6:45	0.677	0.340	2.708	1.360	0.894

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/16/2014 7:00	0.727	0.308	2.908	1.232	0.921
12/16/2014 7:15	1.404	0.368	5.616	1.472	0.967
12/16/2014 7:30	2.560	0.717	10.240	2.868	0.963
12/16/2014 7:45	2.589	0.731	10.356	2.924	0.962
12/16/2014 8:00	2.746	0.743	10.984	2.972	0.965
12/16/2014 8:15	4.735	0.925	18.940	3.700	0.981
12/16/2014 8:30	5.274	1.039	21.096	4.156	0.981
12/16/2014 8:45	6.345	1.116	25.380	4.464	0.985
12/16/2014 9:00	6.509	1.171	26.036	4.684	0.984
12/16/2014 9:15	7.024	1.154	28.096	4.616	0.987
12/16/2014 9:30	7.340	1.239	29.360	4.956	0.986
12/16/2014 9:45	7.048	1.307	28.192	5.228	0.983
12/16/2014 10:00	7.123	1.337	28.492	5.348	0.983
12/16/2014 10:15	6.854	1.317	27.416	5.268	0.982
12/16/2014 10:30	6.676	1.308	26.704	5.232	0.981
12/16/2014 10:45	6.632	1.272	26.528	5.088	0.982
12/16/2014 11:00	6.953	1.299	27.812	5.196	0.983
12/16/2014 11:15	7.135	1.437	28.540	5.748	0.980
12/16/2014 11:30	7.696	1.438	30.784	5.752	0.983
12/16/2014 11:45	7.774	1.431	31.096	5.724	0.983
12/16/2014 12:00	7.607	1.693	30.428	6.772	0.976
12/16/2014 12:15	6.809	1.616	27.236	6.464	0.973
12/16/2014 12:30	7.100	1.552	28.400	6.208	0.977
12/16/2014 12:45	7.847	1.615	31.388	6.460	0.979
12/16/2014 13:00	8.263	1.773	33.052	7.092	0.978
12/16/2014 13:15	8.167	1.684	32.668	6.736	0.979
12/16/2014 13:30	8.217	1.756	32.868	7.024	0.978
12/16/2014 13:45	8.020	1.723	32.080	6.892	0.978
12/16/2014 14:00	8.041	1.765	32.164	7.060	0.977
12/16/2014 14:15	7.948	1.768	31.792	7.072	0.976
12/16/2014 14:30	8.039	1.701	32.156	6.804	0.978
12/16/2014 14:45	7.894	1.727	31.576	6.908	0.977
12/16/2014 15:00	7.620	1.646	30.480	6.584	0.977
12/16/2014 15:15	7.793	1.601	31.172	6.404	0.980
12/16/2014 15:30	7.614	1.588	30.456	6.352	0.979
12/16/2014 15:45	7.632	1.548	30.528	6.192	0.980
12/16/2014 16:00	7.207	1.382	28.828	5.528	0.982
12/16/2014 16:15	7.296	1.336	29.184	5.344	0.984
12/16/2014 16:30	7.571	1.407	30.284	5.628	0.983
12/16/2014 16:45	7.714	1.553	30.856	6.212	0.980
12/16/2014 17:00	7.984	1.604	31.936	6.416	0.980
12/16/2014 17:15	7.544	1.517	30.176	6.068	0.980
12/16/2014 17:30	7.211	1.503	28.844	6.012	0.979
12/16/2014 17:45	7.256	1.524	29.024	6.096	0.979
12/16/2014 18:00	7.251	1.496	29.004	5.984	0.979
12/16/2014 18:15	7.087	1.446	28.348	5.784	0.980
12/16/2014 18:30	6.557	1.340	26.228	5.360	0.980
12/16/2014 18:45	6.365	1.341	25.460	5.364	0.979
12/16/2014 19:00	6.262	1.303	25.048	5.212	0.979
12/16/2014 19:15	6.225	1.285	24.900	5.140	0.979
12/16/2014 19:30	6.108	1.236	24.432	4.944	0.980
12/16/2014 19:45	6.069	1.384	24.276	5.536	0.975
12/16/2014 20:00	5.878	1.246	23.512	4.984	0.978
12/16/2014 20:15	5.231	1.014	20.924	4.056	0.982
12/16/2014 20:30	4.329	0.837	17.316	3.348	0.982
12/16/2014 20:45	4.255	0.809	17.020	3.236	0.982
12/16/2014 21:00	4.312	0.821	17.248	3.284	0.982
12/16/2014 21:15	4.428	0.747	17.712	2.988	0.986
12/16/2014 21:30	4.418	0.790	17.672	3.160	0.984
12/16/2014 21:45	4.066	0.756	16.264	3.024	0.983
12/16/2014 22:00	3.629	0.731	14.516	2.924	0.980
12/16/2014 22:15	3.048	0.758	12.192	3.032	0.970

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/16/2014 22:30	2.994	0.790	11.976	3.160	0.967
12/16/2014 22:45	2.888	0.771	11.552	3.084	0.966
12/16/2014 23:00	2.886	0.788	11.544	3.152	0.965
12/16/2014 23:15	2.890	0.802	11.560	3.208	0.964
12/16/2014 23:30	2.908	0.921	11.632	3.684	0.953
12/16/2014 23:45	2.301	0.611	9.204	2.444	0.967
12/17/2014 0:00	0.929	0.379	3.716	1.516	0.926
12/17/2014 0:15	0.925	0.386	3.700	1.544	0.923
12/17/2014 0:30	0.913	0.364	3.652	1.456	0.929
12/17/2014 0:45	0.917	0.391	3.668	1.564	0.920
12/17/2014 1:00	0.913	0.370	3.652	1.480	0.927
12/17/2014 1:15	0.941	0.362	3.764	1.448	0.933
12/17/2014 1:30	0.878	0.328	3.512	1.312	0.937
12/17/2014 1:45	0.939	0.417	3.756	1.668	0.914
12/17/2014 2:00	0.903	0.369	3.612	1.476	0.926
12/17/2014 2:15	0.929	0.405	3.716	1.620	0.917
12/17/2014 2:30	0.893	0.361	3.572	1.444	0.927
12/17/2014 2:45	0.941	0.412	3.764	1.648	0.916
12/17/2014 3:00	0.904	0.382	3.616	1.528	0.921
12/17/2014 3:15	1.007	0.362	4.028	1.448	0.941
12/17/2014 3:30	0.872	0.328	3.488	1.312	0.936
12/17/2014 3:45	0.987	0.485	3.948	1.940	0.897
12/17/2014 4:00	0.942	0.362	3.768	1.448	0.933
12/17/2014 4:15	0.911	0.361	3.644	1.444	0.930
12/17/2014 4:30	0.900	0.363	3.600	1.452	0.927
12/17/2014 4:45	0.929	0.411	3.716	1.644	0.915
12/17/2014 5:00	0.903	0.367	3.612	1.468	0.926
12/17/2014 5:15	0.928	0.411	3.712	1.644	0.914
12/17/2014 5:30	0.916	0.386	3.664	1.544	0.922
12/17/2014 5:45	0.927	0.417	3.708	1.668	0.912
12/17/2014 6:00	0.913	0.383	3.652	1.532	0.922
12/17/2014 6:15	0.914	0.398	3.656	1.592	0.917
12/17/2014 6:30	0.909	0.376	3.636	1.504	0.924
12/17/2014 6:45	0.928	0.410	3.712	1.640	0.915
12/17/2014 7:00	0.921	0.401	3.684	1.604	0.917
12/17/2014 7:15	0.937	0.357	3.748	1.428	0.934
12/17/2014 7:30	0.896	0.281	3.584	1.124	0.954
12/17/2014 7:45	1.875	0.429	7.500	1.716	0.975
12/17/2014 8:00	3.436	0.705	13.744	2.820	0.980
12/17/2014 8:15	5.278	0.990	21.112	3.960	0.983
12/17/2014 8:30	5.750	1.095	23.000	4.380	0.982
12/17/2014 8:45	6.782	1.200	27.128	4.800	0.985
12/17/2014 9:00	7.796	1.350	31.184	5.400	0.985
12/17/2014 9:15	7.988	1.227	31.952	4.908	0.988
12/17/2014 9:30	7.985	1.294	31.940	5.176	0.987
12/17/2014 9:45	7.983	1.328	31.932	5.312	0.986
12/17/2014 10:00	7.866	1.414	31.464	5.656	0.984
12/17/2014 10:15	8.048	1.367	32.192	5.468	0.986
12/17/2014 10:30	7.937	1.433	31.748	5.732	0.984
12/17/2014 10:45	8.658	1.651	34.632	6.604	0.982
12/17/2014 11:00	9.214	1.663	36.856	6.652	0.984
12/17/2014 11:15	9.361	1.794	37.444	7.176	0.982
12/17/2014 11:30	8.943	1.698	35.772	6.792	0.982
12/17/2014 11:45	8.916	1.695	35.664	6.780	0.982
12/17/2014 12:00	8.718	1.782	34.872	7.128	0.980
12/17/2014 12:15	8.294	1.627	33.176	6.508	0.981
12/17/2014 12:30	7.908	1.488	31.632	5.952	0.983
12/17/2014 12:45	8.054	1.515	32.216	6.060	0.983
12/17/2014 13:00	8.383	1.565	33.532	6.260	0.983
12/17/2014 13:15	8.622	1.660	34.488	6.640	0.982
12/17/2014 13:30	7.781	1.561	31.124	6.244	0.980
12/17/2014 13:45	7.848	1.635	31.392	6.540	0.979

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/17/2014 14:00	8.259	1.702	33.036	6.808	0.979
12/17/2014 14:15	7.948	1.561	31.792	6.244	0.981
12/17/2014 14:30	8.162	1.581	32.648	6.324	0.982
12/17/2014 14:45	8.590	1.618	34.360	6.472	0.983
12/17/2014 15:00	8.419	1.601	33.676	6.404	0.982
12/17/2014 15:15	8.660	1.585	34.640	6.340	0.984
12/17/2014 15:30	9.250	1.680	37.000	6.720	0.984
12/17/2014 15:45	9.257	1.780	37.028	7.120	0.982
12/17/2014 16:00	8.530	1.522	34.120	6.088	0.984
12/17/2014 16:15	8.355	1.526	33.420	6.104	0.984
12/17/2014 16:30	8.445	1.540	33.780	6.160	0.984
12/17/2014 16:45	8.293	1.536	33.172	6.144	0.983
12/17/2014 17:00	8.006	1.496	32.024	5.984	0.983
12/17/2014 17:15	8.257	1.466	33.028	5.864	0.985
12/17/2014 17:30	8.492	1.573	33.968	6.292	0.983
12/17/2014 17:45	8.045	1.685	32.180	6.740	0.979
12/17/2014 18:00	7.388	1.592	29.552	6.368	0.978
12/17/2014 18:15	6.941	1.618	27.764	6.472	0.974
12/17/2014 18:30	6.645	1.491	26.580	5.964	0.976
12/17/2014 18:45	5.839	1.399	23.356	5.596	0.972
12/17/2014 19:00	4.458	1.056	17.832	4.224	0.973
12/17/2014 19:15	4.990	1.151	19.960	4.604	0.974
12/17/2014 19:30	6.080	1.422	24.320	5.688	0.974
12/17/2014 19:45	5.987	1.241	23.948	4.964	0.979
12/17/2014 20:00	5.879	1.226	23.516	4.904	0.979
12/17/2014 20:15	5.795	1.222	23.180	4.888	0.978
12/17/2014 20:30	5.790	1.246	23.160	4.984	0.978
12/17/2014 20:45	5.293	1.253	21.172	5.012	0.973
12/17/2014 21:00	5.260	1.224	21.040	4.896	0.974
12/17/2014 21:15	4.950	1.094	19.800	4.376	0.976
12/17/2014 21:30	4.063	1.069	16.252	4.276	0.967
12/17/2014 21:45	4.151	1.163	16.604	4.652	0.963
12/17/2014 22:00	4.100	1.110	16.400	4.440	0.965
12/17/2014 22:15	3.996	1.065	15.984	4.260	0.966
12/17/2014 22:30	4.072	1.066	16.288	4.264	0.967
12/17/2014 22:45	3.819	1.145	15.276	4.580	0.958
12/17/2014 23:00	3.756	1.123	15.024	4.492	0.958
12/17/2014 23:15	3.705	1.131	14.820	4.524	0.956
12/17/2014 23:30	3.550	0.873	14.200	3.492	0.971
12/17/2014 23:45	3.439	0.870	13.756	3.480	0.969
12/18/2014 0:00	3.454	0.870	13.816	3.480	0.970
12/18/2014 0:15	3.387	0.816	13.548	3.264	0.972
12/18/2014 0:30	3.361	0.857	13.444	3.428	0.969
12/18/2014 0:45	3.337	0.827	13.348	3.308	0.971
12/18/2014 1:00	3.045	0.876	12.180	3.504	0.961
12/18/2014 1:15	3.478	0.824	13.912	3.296	0.973
12/18/2014 1:30	3.780	1.069	15.120	4.276	0.962
12/18/2014 1:45	3.735	1.079	14.940	4.316	0.961
12/18/2014 2:00	3.657	0.859	14.628	3.436	0.974
12/18/2014 2:15	3.802	0.858	15.208	3.432	0.975
12/18/2014 2:30	3.561	0.888	14.244	3.552	0.970
12/18/2014 2:45	3.540	1.000	14.160	4.000	0.962
12/18/2014 3:00	3.427	0.895	13.708	3.580	0.968
12/18/2014 3:15	3.445	0.813	13.780	3.252	0.973
12/18/2014 3:30	3.323	0.806	13.292	3.224	0.972
12/18/2014 3:45	3.417	0.952	13.668	3.808	0.963
12/18/2014 4:00	3.388	0.864	13.552	3.456	0.969
12/18/2014 4:15	3.305	0.838	13.220	3.352	0.969
12/18/2014 4:30	3.338	0.892	13.352	3.568	0.966
12/18/2014 4:45	3.314	0.870	13.256	3.480	0.967
12/18/2014 5:00	3.342	0.901	13.368	3.604	0.966
12/18/2014 5:15	3.325	0.901	13.300	3.604	0.965

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/18/2014 5:30	3.397	0.985	13.588	3.940	0.960
12/18/2014 5:45	2.955	0.860	11.820	3.440	0.960
12/18/2014 6:00	2.560	0.774	10.240	3.096	0.957
12/18/2014 6:15	2.637	0.776	10.548	3.104	0.959
12/18/2014 6:30	2.479	0.757	9.916	3.028	0.956
12/18/2014 6:45	2.676	0.824	10.704	3.296	0.956
12/18/2014 7:00	2.670	0.818	10.680	3.272	0.956
12/18/2014 7:15	1.421	0.441	5.684	1.764	0.955
12/18/2014 7:30	1.692	0.283	6.768	1.132	0.986
12/18/2014 7:45	2.704	0.583	10.816	2.332	0.978
12/18/2014 8:00	4.712	1.083	18.848	4.332	0.975
12/18/2014 8:15	5.545	1.112	22.180	4.448	0.980
12/18/2014 8:30	4.576	0.928	18.304	3.712	0.980
12/18/2014 8:45	4.760	0.916	19.040	3.664	0.982
12/18/2014 9:00	5.676	1.057	22.704	4.228	0.983
12/18/2014 9:15	6.706	1.201	26.824	4.804	0.984
12/18/2014 9:30	7.072	1.455	28.288	5.820	0.979
12/18/2014 9:45	8.491	1.734	33.964	6.936	0.980
12/18/2014 10:00	8.257	1.710	33.028	6.840	0.979
12/18/2014 10:15	7.446	1.503	29.784	6.012	0.980
12/18/2014 10:30	6.638	1.390	26.552	5.560	0.979
12/18/2014 10:45	6.297	1.325	25.188	5.300	0.979
12/18/2014 11:00	7.997	1.763	31.988	7.052	0.977
12/18/2014 11:15	8.032	1.821	32.128	7.284	0.975
12/18/2014 11:30	7.652	1.710	30.608	6.840	0.976
12/18/2014 11:45	7.653	1.587	30.612	6.348	0.979
12/18/2014 12:00	7.609	1.569	30.436	6.276	0.979
12/18/2014 12:15	7.444	1.427	29.776	5.708	0.982
12/18/2014 12:30	8.106	1.542	32.424	6.168	0.982
12/18/2014 12:45	8.052	1.496	32.208	5.984	0.983
12/18/2014 13:00	8.355	1.750	33.420	7.000	0.979
12/18/2014 13:15	7.987	1.726	31.948	6.904	0.977
12/18/2014 13:30	6.581	1.416	26.324	5.664	0.978
12/18/2014 13:45	6.495	1.399	25.980	5.596	0.978
12/18/2014 14:00	6.465	1.393	25.860	5.572	0.978
12/18/2014 14:15	5.826	0.997	23.304	3.988	0.986
12/18/2014 14:30	6.331	1.136	25.324	4.544	0.984
12/18/2014 14:45	7.963	1.848	31.852	7.392	0.974
12/18/2014 15:00	7.933	1.760	31.732	7.040	0.976
12/18/2014 15:15	6.013	0.973	24.052	3.892	0.987
12/18/2014 15:30	5.955	0.949	23.820	3.796	0.988
12/18/2014 15:45	6.579	1.181	26.316	4.724	0.984
12/18/2014 16:00	7.743	1.578	30.972	6.312	0.980
12/18/2014 16:15	7.684	1.526	30.736	6.104	0.981
12/18/2014 16:30	7.309	1.512	29.236	6.048	0.979
12/18/2014 16:45	7.246	1.424	28.984	5.696	0.981
12/18/2014 17:00	7.386	1.611	29.544	6.444	0.977
12/18/2014 17:15	7.650	1.618	30.600	6.472	0.978
12/18/2014 17:30	7.723	1.587	30.892	6.348	0.980
12/18/2014 17:45	7.662	1.513	30.648	6.052	0.981
12/18/2014 18:00	7.514	1.528	30.056	6.112	0.980
12/18/2014 18:15	7.447	1.494	29.788	5.976	0.980
12/18/2014 18:30	7.276	1.406	29.104	5.624	0.982
12/18/2014 18:45	7.102	1.434	28.408	5.736	0.980
12/18/2014 19:00	7.078	1.432	28.312	5.728	0.980
12/18/2014 19:15	7.020	1.421	28.080	5.684	0.980
12/18/2014 19:30	6.801	1.409	27.204	5.636	0.979
12/18/2014 19:45	6.843	1.443	27.372	5.772	0.978
12/18/2014 20:00	6.439	1.371	25.756	5.484	0.978
12/18/2014 20:15	6.277	1.404	25.108	5.616	0.976
12/18/2014 20:30	5.989	1.409	23.956	5.636	0.973
12/18/2014 20:45	5.262	1.438	21.048	5.752	0.965

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/18/2014 21:00	5.287	1.470	21.148	5.880	0.963
12/18/2014 21:15	5.066	1.137	20.264	4.548	0.976
12/18/2014 21:30	4.801	1.072	19.204	4.288	0.976
12/18/2014 21:45	4.793	1.141	19.172	4.564	0.973
12/18/2014 22:00	5.084	1.139	20.336	4.556	0.976
12/18/2014 22:15	5.375	1.156	21.500	4.624	0.978
12/18/2014 22:30	5.584	1.239	22.336	4.956	0.976
12/18/2014 22:45	5.469	1.246	21.876	4.984	0.975
12/18/2014 23:00	5.485	1.273	21.940	5.092	0.974
12/18/2014 23:15	5.333	1.451	21.332	5.804	0.965
12/18/2014 23:30	5.196	1.505	20.784	6.020	0.961
12/18/2014 23:45	5.244	1.552	20.976	6.208	0.959
12/19/2014 0:00	4.026	1.249	16.104	4.996	0.955
12/19/2014 0:15	3.387	1.145	13.548	4.580	0.947
12/19/2014 0:30	2.854	1.156	11.416	4.624	0.927
12/19/2014 0:45	2.885	1.229	11.540	4.916	0.920
12/19/2014 1:00	2.694	1.015	10.776	4.060	0.936
12/19/2014 1:15	3.172	1.157	12.688	4.628	0.939
12/19/2014 1:30	3.357	1.117	13.428	4.468	0.949
12/19/2014 1:45	3.754	1.313	15.016	5.252	0.944
12/19/2014 2:00	3.794	1.211	15.176	4.844	0.953
12/19/2014 2:15	3.449	1.201	13.796	4.804	0.944
12/19/2014 2:30	3.540	1.228	14.160	4.912	0.945
12/19/2014 2:45	3.431	1.210	13.724	4.840	0.943
12/19/2014 3:00	3.439	1.159	13.756	4.636	0.948
12/19/2014 3:15	3.521	1.168	14.084	4.672	0.949
12/19/2014 3:30	3.227	1.063	12.908	4.252	0.950
12/19/2014 3:45	3.356	1.217	13.424	4.868	0.940
12/19/2014 4:00	3.450	1.196	13.800	4.784	0.945
12/19/2014 4:15	3.430	1.166	13.720	4.664	0.947
12/19/2014 4:30	3.195	1.136	12.780	4.544	0.942
12/19/2014 4:45	3.531	1.185	14.124	4.740	0.948
12/19/2014 5:00	3.281	1.151	13.124	4.604	0.944
12/19/2014 5:15	3.403	1.083	13.612	4.332	0.953
12/19/2014 5:30	2.940	1.153	11.760	4.612	0.931
12/19/2014 5:45	2.688	1.074	10.752	4.296	0.929
12/19/2014 6:00	2.637	1.050	10.548	4.200	0.929
12/19/2014 6:15	2.826	0.989	11.304	3.956	0.944
12/19/2014 6:30	2.977	1.043	11.908	4.172	0.944
12/19/2014 6:45	3.053	1.080	12.212	4.320	0.943
12/19/2014 7:00	2.721	1.054	10.884	4.216	0.932
12/19/2014 7:15	1.103	0.588	4.412	2.352	0.882
12/19/2014 7:30	1.016	0.620	4.064	2.480	0.854
12/19/2014 7:45	1.011	0.620	4.044	2.480	0.852
12/19/2014 8:00	1.142	0.649	4.568	2.596	0.869
12/19/2014 8:15	3.230	0.867	12.920	3.468	0.966
12/19/2014 8:30	4.000	0.901	16.000	3.604	0.976
12/19/2014 8:45	5.918	1.213	23.672	4.852	0.980
12/19/2014 9:00	6.399	1.278	25.596	5.112	0.981
12/19/2014 9:15	6.517	1.287	26.068	5.148	0.981
12/19/2014 9:30	6.747	1.322	26.988	5.288	0.981
12/19/2014 9:45	6.963	1.435	27.852	5.740	0.979
12/19/2014 10:00	7.151	1.390	28.604	5.560	0.982
12/19/2014 10:15	7.083	1.392	28.332	5.568	0.981
12/19/2014 10:30	7.224	1.471	28.896	5.884	0.980
12/19/2014 10:45	7.428	1.581	29.712	6.324	0.978
12/19/2014 11:00	7.645	1.624	30.580	6.496	0.978
12/19/2014 11:15	8.037	1.656	32.148	6.624	0.979
12/19/2014 11:30	8.252	1.721	33.008	6.884	0.979
12/19/2014 11:45	8.228	1.780	32.912	7.120	0.977
12/19/2014 12:00	8.259	1.822	33.036	7.288	0.977
12/19/2014 12:15	7.814	1.656	31.256	6.624	0.978

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/19/2014 12:30	7.582	1.642	30.328	6.568	0.977
12/19/2014 12:45	7.673	1.632	30.692	6.528	0.978
12/19/2014 13:00	7.615	1.626	30.460	6.504	0.978
12/19/2014 13:15	7.814	1.629	31.256	6.516	0.979
12/19/2014 13:30	7.461	1.608	29.844	6.432	0.978
12/19/2014 13:45	7.468	1.672	29.872	6.688	0.976
12/19/2014 14:00	7.334	1.688	29.336	6.752	0.975
12/19/2014 14:15	7.170	1.630	28.680	6.520	0.975
12/19/2014 14:30	7.129	1.529	28.516	6.116	0.978
12/19/2014 14:45	7.151	1.485	28.604	5.940	0.979
12/19/2014 15:00	7.574	1.538	30.296	6.152	0.980
12/19/2014 15:15	7.953	1.628	31.812	6.512	0.980
12/19/2014 15:30	8.000	1.725	32.000	6.900	0.978
12/19/2014 15:45	8.294	1.894	33.176	7.576	0.975
12/19/2014 16:00	7.947	1.740	31.788	6.960	0.977
12/19/2014 16:15	7.503	1.662	30.012	6.648	0.976
12/19/2014 16:30	7.214	1.592	28.856	6.368	0.977
12/19/2014 16:45	7.195	1.591	28.780	6.364	0.976
12/19/2014 17:00	7.627	1.570	30.508	6.280	0.979
12/19/2014 17:15	7.256	1.566	29.024	6.264	0.977
12/19/2014 17:30	7.181	1.596	28.724	6.384	0.976
12/19/2014 17:45	7.180	1.453	28.720	5.812	0.980
12/19/2014 18:00	7.416	1.623	29.664	6.492	0.977
12/19/2014 18:15	7.102	1.499	28.408	5.996	0.978
12/19/2014 18:30	6.764	1.596	27.056	6.384	0.973
12/19/2014 18:45	6.615	1.493	26.460	5.972	0.975
12/19/2014 19:00	6.747	1.476	26.988	5.904	0.977
12/19/2014 19:15	6.565	1.398	26.260	5.592	0.978
12/19/2014 19:30	6.128	1.424	24.512	5.696	0.974
12/19/2014 19:45	6.473	1.491	25.892	5.964	0.974
12/19/2014 20:00	6.366	1.527	25.464	6.108	0.972
12/19/2014 20:15	5.789	1.262	23.156	5.048	0.977
12/19/2014 20:30	4.304	0.881	17.216	3.524	0.980
12/19/2014 20:45	4.170	0.876	16.680	3.504	0.979
12/19/2014 21:00	4.111	1.053	16.444	4.212	0.969
12/19/2014 21:15	4.178	1.031	16.712	4.124	0.971
12/19/2014 21:30	3.838	0.907	15.352	3.628	0.973
12/19/2014 21:45	3.641	0.893	14.564	3.572	0.971
12/19/2014 22:00	3.578	0.787	14.312	3.148	0.977
12/19/2014 22:15	3.553	0.834	14.212	3.336	0.974
12/19/2014 22:30	3.608	0.791	14.432	3.164	0.977
12/19/2014 22:45	3.646	0.787	14.584	3.148	0.977
12/19/2014 23:00	3.360	0.654	13.440	2.616	0.982
12/19/2014 23:15	3.370	0.670	13.480	2.680	0.981
12/19/2014 23:30	3.565	0.762	14.260	3.048	0.978
12/19/2014 23:45	3.547	0.774	14.188	3.096	0.977
12/20/2014 0:00	3.059	0.711	12.236	2.844	0.974
12/20/2014 0:15	2.952	0.817	11.808	3.268	0.964
12/20/2014 0:30	3.003	0.764	12.012	3.056	0.969
12/20/2014 0:45	2.764	0.696	11.056	2.784	0.970
12/20/2014 1:00	2.621	0.585	10.484	2.340	0.976
12/20/2014 1:15	3.224	0.652	12.896	2.608	0.980
12/20/2014 1:30	2.723	0.552	10.892	2.208	0.980
12/20/2014 1:45	2.724	0.628	10.896	2.512	0.974
12/20/2014 2:00	2.810	0.705	11.240	2.820	0.970
12/20/2014 2:15	3.097	0.791	12.388	3.164	0.969
12/20/2014 2:30	4.028	1.071	16.112	4.284	0.966
12/20/2014 2:45	3.888	1.019	15.552	4.076	0.967
12/20/2014 3:00	3.938	1.053	15.752	4.212	0.966
12/20/2014 3:15	4.088	1.021	16.352	4.084	0.970
12/20/2014 3:30	3.899	1.035	15.596	4.140	0.967
12/20/2014 3:45	3.770	1.030	15.080	4.120	0.965

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/20/2014 4:00	3.461	0.776	13.844	3.104	0.976
12/20/2014 4:15	3.144	0.674	12.576	2.696	0.978
12/20/2014 4:30	3.353	0.813	13.412	3.252	0.972
12/20/2014 4:45	3.071	0.778	12.284	3.112	0.969
12/20/2014 5:00	2.721	0.757	10.884	3.028	0.963
12/20/2014 5:15	2.481	0.583	9.924	2.332	0.973
12/20/2014 5:30	2.704	0.641	10.816	2.564	0.973
12/20/2014 5:45	2.849	0.644	11.396	2.576	0.975
12/20/2014 6:00	2.621	0.691	10.484	2.764	0.967
12/20/2014 6:15	2.622	0.672	10.488	2.688	0.969
12/20/2014 6:30	2.658	0.738	10.632	2.952	0.964
12/20/2014 6:45	2.722	0.707	10.888	2.828	0.968
12/20/2014 7:00	2.775	0.868	11.100	3.472	0.954
12/20/2014 7:15	2.293	0.625	9.172	2.500	0.965
12/20/2014 7:30	1.021	0.327	4.084	1.308	0.952
12/20/2014 7:45	1.032	0.368	4.128	1.472	0.942
12/20/2014 8:00	1.032	0.364	4.128	1.456	0.943
12/20/2014 8:15	2.655	0.658	10.620	2.632	0.971
12/20/2014 8:30	1.608	0.357	6.432	1.428	0.976
12/20/2014 8:45	1.566	0.367	6.264	1.468	0.974
12/20/2014 9:00	1.571	0.354	6.284	1.416	0.976
12/20/2014 9:15	1.638	0.344	6.552	1.376	0.979
12/20/2014 9:30	2.530	0.496	10.120	1.984	0.981
12/20/2014 9:45	3.418	0.735	13.672	2.940	0.978
12/20/2014 10:00	3.414	0.654	13.656	2.616	0.982
12/20/2014 10:15	2.547	0.578	10.188	2.312	0.975
12/20/2014 10:30	2.124	0.548	8.496	2.192	0.968
12/20/2014 10:45	2.704	0.597	10.816	2.388	0.976
12/20/2014 11:00	2.895	0.598	11.580	2.392	0.979
12/20/2014 11:15	3.247	0.606	12.988	2.424	0.983
12/20/2014 11:30	4.317	0.922	17.268	3.688	0.978
12/20/2014 11:45	4.232	0.902	16.928	3.608	0.978
12/20/2014 12:00	4.255	0.905	17.020	3.620	0.978
12/20/2014 12:15	4.208	0.929	16.832	3.716	0.976
12/20/2014 12:30	4.286	0.947	17.144	3.788	0.976
12/20/2014 12:45	4.148	0.888	16.592	3.552	0.978
12/20/2014 13:00	4.739	0.985	18.956	3.940	0.979
12/20/2014 13:15	6.092	1.408	24.368	5.632	0.974
12/20/2014 13:30	5.656	1.444	22.624	5.776	0.969
12/20/2014 13:45	4.422	1.020	17.688	4.080	0.974
12/20/2014 14:00	3.765	0.760	15.060	3.040	0.980
12/20/2014 14:15	3.772	0.758	15.088	3.032	0.980
12/20/2014 14:30	3.739	0.811	14.956	3.244	0.977
12/20/2014 14:45	3.733	0.840	14.932	3.360	0.976
12/20/2014 15:00	3.664	0.777	14.656	3.108	0.978
12/20/2014 15:15	3.796	0.735	15.184	2.940	0.982
12/20/2014 15:30	3.673	0.759	14.692	3.036	0.979
12/20/2014 15:45	3.991	0.929	15.964	3.716	0.974
12/20/2014 16:00	3.859	1.046	15.436	4.184	0.965
12/20/2014 16:15	3.218	0.903	12.872	3.612	0.963
12/20/2014 16:30	2.977	0.804	11.908	3.216	0.965
12/20/2014 16:45	2.776	0.782	11.104	3.128	0.963
12/20/2014 17:00	1.713	0.463	6.852	1.852	0.965
12/20/2014 17:15	1.328	0.393	5.312	1.572	0.959
12/20/2014 17:30	1.316	0.380	5.264	1.520	0.961
12/20/2014 17:45	1.330	0.418	5.320	1.672	0.954
12/20/2014 18:00	1.323	0.378	5.292	1.512	0.962
12/20/2014 18:15	1.319	0.400	5.276	1.600	0.957
12/20/2014 18:30	1.862	0.550	7.448	2.200	0.959
12/20/2014 18:45	2.620	0.781	10.480	3.124	0.958
12/20/2014 19:00	2.632	0.784	10.528	3.136	0.958
12/20/2014 19:15	2.496	0.663	9.984	2.652	0.966

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/20/2014 19:30	1.907	0.544	7.628	2.176	0.962
12/20/2014 19:45	1.298	0.345	5.192	1.380	0.966
12/20/2014 20:00	1.401	0.372	5.604	1.488	0.967
12/20/2014 20:15	1.322	0.334	5.288	1.336	0.970
12/20/2014 20:30	0.978	0.416	3.912	1.664	0.920
12/20/2014 20:45	0.832	0.403	3.328	1.612	0.900
12/20/2014 21:00	0.856	0.433	3.424	1.732	0.892
12/20/2014 21:15	0.892	0.340	3.568	1.360	0.934
12/20/2014 21:30	0.818	0.378	3.272	1.512	0.908
12/20/2014 21:45	0.875	0.466	3.500	1.864	0.883
12/20/2014 22:00	0.887	0.413	3.548	1.652	0.907
12/20/2014 22:15	0.796	0.340	3.184	1.360	0.920
12/20/2014 22:30	0.834	0.402	3.336	1.608	0.901
12/20/2014 22:45	0.835	0.409	3.340	1.636	0.898
12/20/2014 23:00	0.849	0.431	3.396	1.724	0.892
12/20/2014 23:15	0.828	0.400	3.312	1.600	0.900
12/20/2014 23:30	0.838	0.415	3.352	1.660	0.896
12/20/2014 23:45	0.834	0.410	3.336	1.640	0.897
12/21/2014 0:00	0.840	0.420	3.360	1.680	0.894
12/21/2014 0:15	0.834	0.409	3.336	1.636	0.898
12/21/2014 0:30	0.847	0.430	3.388	1.720	0.892
12/21/2014 0:45	0.840	0.422	3.360	1.688	0.894
12/21/2014 1:00	0.837	0.412	3.348	1.648	0.897
12/21/2014 1:15	0.833	0.342	3.332	1.368	0.925
12/21/2014 1:30	0.801	0.357	3.204	1.428	0.913
12/21/2014 1:45	0.820	0.387	3.280	1.548	0.904
12/21/2014 2:00	0.833	0.406	3.332	1.624	0.899
12/21/2014 2:15	0.824	0.394	3.296	1.576	0.902
12/21/2014 2:30	0.839	0.415	3.356	1.660	0.896
12/21/2014 2:45	0.832	0.406	3.328	1.624	0.899
12/21/2014 3:00	0.840	0.416	3.360	1.664	0.896
12/21/2014 3:15	0.884	0.343	3.536	1.372	0.932
12/21/2014 3:30	0.802	0.361	3.208	1.444	0.912
12/21/2014 3:45	0.871	0.467	3.484	1.868	0.881
12/21/2014 4:00	0.873	0.399	3.492	1.596	0.910
12/21/2014 4:15	0.798	0.348	3.192	1.392	0.917
12/21/2014 4:30	0.827	0.396	3.308	1.584	0.902
12/21/2014 4:45	0.838	0.416	3.352	1.664	0.896
12/21/2014 5:00	0.844	0.425	3.376	1.700	0.893
12/21/2014 5:15	0.842	0.419	3.368	1.676	0.895
12/21/2014 5:30	0.840	0.419	3.360	1.676	0.895
12/21/2014 5:45	0.842	0.417	3.368	1.668	0.896
12/21/2014 6:00	0.881	0.337	3.524	1.348	0.934
12/21/2014 6:15	0.802	0.340	3.208	1.360	0.921
12/21/2014 6:30	0.835	0.398	3.340	1.592	0.903
12/21/2014 6:45	0.864	0.443	3.456	1.772	0.890
12/21/2014 7:00	0.853	0.438	3.412	1.752	0.890
12/21/2014 7:15	0.866	0.388	3.464	1.552	0.913
12/21/2014 7:30	0.816	0.384	3.264	1.536	0.905
12/21/2014 7:45	0.856	0.442	3.424	1.768	0.889
12/21/2014 8:00	0.844	0.427	3.376	1.708	0.892
12/21/2014 8:15	0.839	0.417	3.356	1.668	0.895
12/21/2014 8:30	0.836	0.413	3.344	1.652	0.897
12/21/2014 8:45	0.836	0.411	3.344	1.644	0.897
12/21/2014 9:00	0.829	0.399	3.316	1.596	0.901
12/21/2014 9:15	0.888	0.344	3.552	1.376	0.932
12/21/2014 9:30	0.801	0.353	3.204	1.412	0.915
12/21/2014 9:45	0.877	0.463	3.508	1.852	0.884
12/21/2014 10:00	0.857	0.372	3.428	1.488	0.917
12/21/2014 10:15	0.805	0.349	3.220	1.396	0.917
12/21/2014 10:30	0.810	0.366	3.240	1.464	0.911
12/21/2014 10:45	0.839	0.409	3.356	1.636	0.899

HORA	ENERGIA ACTIVA kWh	ENERGIA REACTIVA kVARh	DEMANDA ACTIVA kW	DEMANDA REACTIVA kVAR	FP cos φ
12/21/2014 11:00	0.833	0.386	3.332	1.544	0.907
12/21/2014 11:15	0.871	0.408	3.484	1.632	0.906
12/21/2014 11:30	0.844	0.375	3.376	1.500	0.914
12/21/2014 11:45	0.873	0.399	3.492	1.596	0.910
12/21/2014 12:00	0.846	0.378	3.384	1.512	0.913
12/21/2014 12:15	0.868	0.402	3.472	1.608	0.907
12/21/2014 12:30	0.839	0.368	3.356	1.472	0.916
12/21/2014 12:45	0.863	0.401	3.452	1.604	0.907
12/21/2014 13:00	0.833	0.358	3.332	1.432	0.919
12/21/2014 13:15	0.866	0.338	3.464	1.352	0.932
12/21/2014 13:30	0.795	0.303	3.180	1.212	0.934
12/21/2014 13:45	0.865	0.397	3.460	1.588	0.909
12/21/2014 14:00	0.840	0.370	3.360	1.480	0.915
12/21/2014 14:15	0.870	0.408	3.480	1.632	0.905
12/21/2014 14:30	0.840	0.373	3.360	1.492	0.914
12/21/2014 14:45	0.877	0.416	3.508	1.664	0.904
12/21/2014 15:00	0.835	0.370	3.340	1.480	0.914
12/21/2014 15:15	0.925	0.345	3.700	1.380	0.937
12/21/2014 15:30	0.802	0.317	3.208	1.268	0.930
12/21/2014 15:45	0.915	0.467	3.660	1.868	0.891
12/21/2014 16:00	0.910	0.276	3.640	1.104	0.957
12/21/2014 16:15	0.813	0.291	3.252	1.164	0.942
12/21/2014 16:30	0.830	0.341	3.320	1.364	0.925
12/21/2014 16:45	0.883	0.415	3.532	1.660	0.905
12/21/2014 17:00	0.841	0.363	3.364	1.452	0.918
12/21/2014 17:15	0.888	0.423	3.552	1.692	0.903
12/21/2014 17:30	0.848	0.379	3.392	1.516	0.913
12/21/2014 17:45	0.887	0.426	3.548	1.704	0.901
12/21/2014 18:00	0.843	0.374	3.372	1.496	0.914
12/21/2014 18:15	0.888	0.429	3.552	1.716	0.900
12/21/2014 18:30	0.847	0.382	3.388	1.528	0.912
12/21/2014 18:45	0.885	0.426	3.540	1.704	0.901
12/21/2014 19:00	0.837	0.370	3.348	1.480	0.915
12/21/2014 19:15	0.882	0.364	3.528	1.456	0.924
12/21/2014 19:30	0.801	0.315	3.204	1.260	0.931
12/21/2014 19:45	0.872	0.411	3.488	1.644	0.905
12/21/2014 20:00	0.831	0.360	3.324	1.440	0.918
12/21/2014 20:15	0.879	0.422	3.516	1.688	0.901
12/21/2014 20:30	0.835	0.367	3.340	1.468	0.915
12/21/2014 20:45	0.883	0.427	3.532	1.708	0.900
12/21/2014 21:00	0.846	0.380	3.384	1.520	0.912
12/21/2014 21:15	0.937	0.364	3.748	1.456	0.932
12/21/2014 21:30	0.812	0.327	3.248	1.308	0.928
12/21/2014 21:45	0.921	0.479	3.684	1.916	0.887
12/21/2014 22:00	0.878	0.359	3.512	1.436	0.926
12/21/2014 22:15	0.848	0.364	3.392	1.456	0.919
12/21/2014 22:30	0.835	0.360	3.340	1.440	0.918
12/21/2014 22:45	0.887	0.434	3.548	1.736	0.898
12/21/2014 23:00	0.848	0.386	3.392	1.544	0.910
12/21/2014 23:15	0.889	0.436	3.556	1.744	0.898
12/21/2014 23:30	0.845	0.383	3.380	1.532	0.911
12/21/2014 23:45	0.891	0.442	3.564	1.768	0.896

ANEXO 3.2



GOBIERNO NACIONAL DE
LA REPÚBLICA DEL ECUADOR
Presidencia del
Econ. Rafael Correa

COMITÉ EJECUTIVO DE LA NORMA
ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN

Decreto Ejecutivo N° 705 del 06 de abril de 2011

NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN

NEC-11

CAPÍTULO 14

ENERGÍAS RENOVABLES

14.2.2. DISPOSICIONES GENERALES

14.2.2.1. OBLIGATORIEDAD

La presente norma es de carácter obligatorio para todo componente de los SFV instalados en el Ecuador.

14.2.2.2. ENTE DE CONTROL

La presente norma asume la existencia de un Organismo de Control y Homologación, a cargo del gobierno a través del INEN y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

14.2.2.3. SALVEDADES

No están regulados por esta Norma los dispositivos fotovoltaicos y componentes, fabricados localmente o importados, instalados antes de la fecha de promulgación de la misma.

14.2.2.4. JURISDICCIÓN

La presente Norma está bajo la jurisdicción del Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN).

14.2.2.5. REVISIÓN Y COMENTARIOS

Debe revisarse o actualizarse a los 5 años siguientes de la publicación de la declaratoria de vigencia, salvo justificación tecnológica aprobada por el INEN.

Los comentarios que puedan surgir deberán ser enviados a las siguientes direcciones:

INEN, Instituto Ecuatoriano de Normalización, Baquerizo Moreno 454 y 6 de Diciembre, Quito, Ecuador, Telf. (02) 222 2223.

MEER, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Av. Eloy Alfaro Nº 9 y 9 de Octubre, Quito, Ecuador. Telf. (02) 397 6000.

CIMEPI, Subcomité Técnico de Energías Renovables, Calle Juan de Velasco Nº y Av. Orellana, Quito, Ecuador.

14.2.2.6. NORMAS DE REFERENCIA

Las siguientes publicaciones referenciadas son indispensables para la aplicación de este documento. Para referencias fechadas, se aplica únicamente la edición citada. Para referencias no fechadas, se aplica la última edición del documento referenciado:

NTC 318: 1979, Tubos fluorescentes para alumbrado general.

NTC 2883: 1991, Energía fotovoltaica. Módulos fotovoltaicos.

NTC 4405: 1998, Eficiencia energética. Evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos y sus componentes.

Thermie B: SUP-995-96: Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos.

Tabla 14.2.1. Publicaciones de referencia

Componente	Estándar	Descripción	Estado
Módulos FV	IEC 61215	Módulos FV de silicio cristalino para uso terrestre - Cualificación del diseño y homologación. Para los módulos de capa delgada se aplicarán al menos los procedimientos de certificación IEC-61646, SERI/TR-213-3624.	Ed.2. 2005 Esp
Batería solar	IEC 61427	Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía - Requisitos generales y	Ed.2. 2005

Energías Renovables

Componente	Estándar	Descripción	Estado
		métodos de ensayo.	Esp
Controlador de carga	IEC 62093 UL 1741	Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales	Ed.1. 2005 Esp
Inversor DC/AC	IEC 61683 UL 1741	Sistemas fotovoltaicos - Acondicionadores de potencia - Procedimiento para la medida del rendimiento.	Ed.1. 1999 Esp
Luminarias DC	IEC 60925	Balastos electrónicos alimentados en corriente continua para lámparas fluorescentes tubulares. Sección uno: prescripciones de funcionamiento.	Ed.1.2. 2005 Esp
Cables		NEC 2008 UL Type PV, UL 4703, USE-2, UNE 21123, UNE 20.460-S-52, UTE C 32-502. IEC 60811	
Sistema FV	IEC 60904	Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos	Ed.2. 2006 Esp
	IEC 61173	Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.	Ed 1. 1992 Esp
	IEC 61194	Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos	Ed.1. 1992 Esp
	IEC 61829	Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino - Medida en el sitio de características I-V.	Ed.1. 1995 Esp
	IEC 61836	Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols	Ed.2. 2007 Bil
	IEC 62124	Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño	Ed.1. 2004 Esp Esp

14.2.2.7. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

14.2.2.7.1. GENERALIDADES

Los sistemas fotovoltaicos transforman la energía renovable del sol directamente en energía eléctrica que puede ser aprovechada por usuarios aislados de la red o conectados a la red. Generalmente en usuarios aislados los SFV son pequeños de pocos cientos de vatios hasta micro redes donde el sistema está centralizado y sirve a varios usuarios mediante redes de distribución. Un SPV se puede conectar a la red para aportar con la producción de energía y mejorar las condiciones del servicio. En casos de fallas de la red un SPV con respaldo en batería puede actuar

ANEXO 3.3

YGE 60 Cell 40mm SERIES

Powered by **YINGLI**

YL260P-29b
YL255P-29b
YL250P-29b
YL245P-29b
YL240P-29b



YINGLI GREEN ENERGY

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

RENDIMIENTO

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

FIABILIDAD

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

GARANTÍAS

- Garantía de producto limitada de 10 años¹.
- Garantía de potencia limitada¹: 10 años al 91,2% de la potencia de salida mínima y 25 años al 80,7% de la potencia de salida mínima.

¹ En cumplimiento de nuestros términos y condiciones de garantía.

CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

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



YGE 60 Cell 40mm SERIES

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

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

STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 5% a 200 W/m² según EN 60904-1

Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)						
Potencia de salida	P _{max}	W	189,7	186,0	182,4	178,7
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	27,6	27,4	27,2	27,0
Intensidad en P _{max}	I _{mp}	A	6,87	6,79	6,71	6,62
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	34,8	34,8	34,7	34,6
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7,35	7,28	7,21	7,14

TONC: Temperatura en circuito abierto del módulo a 800W/m² de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	TONC	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P _{max}	γ	%/°C	-0,42
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0,32
Coefficiente de temperatura para I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura para V _{mpp}	β _{Vmpp}	%/°C	-0,42

CONDICIONES DE OPERACIÓN

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

MATERIALES

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / Número de Busbars)	60 / silicio multicristalino / 156 x 156 mm / 2 ó 3
Encapsulante (material)	Etilvinilacetato (EVA)
Marco (material / color / color del anodizado / sellado del marco)	Aluminio anodizado / plata / claro / material de sellado
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección)	1100mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 o YTO8-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora de producto, la información y las especificaciones citadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Los datos no están referidos a un solo módulo y no son parte de la oferta, sirven sólo para su comparación entre diferentes tipos de módulos.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

service@yinglisolar.com

Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

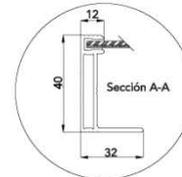
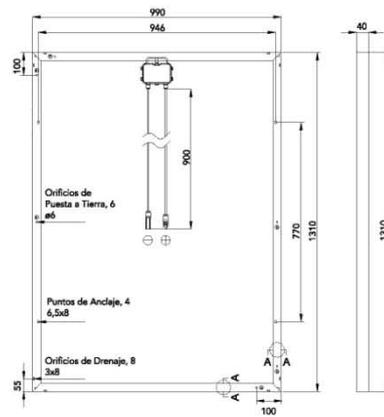
© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell-29b_40mm_SP_SP_201401_v1

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (longitud / anchura / profundidad)	1650mm / 990mm / 40mm
Peso	18,5kg

ESPECIFICACIONES DEL EMBALAJE	
Número de módulos por palé	26
Número de palés por contenedor (40')	28
Dimensiones del Embalaje (longitud / anchura / profundidad)	1710mm / 1160mm / 1178mm
Peso del palé	514kg

Unidades: mm



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

Nuestros Colaboradores:





This manual applies to photovoltaic modules ("PV modules", also commonly known as solar panels) manufactured by Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. ("Yingli Solar"), and is explicitly written for qualified professionals ("Installer" or "Installers"), including without limitation licensed electricians and RAL Certified PV Installers.

INTRODUCTION

Thank you for choosing Yingli Solar as your PV module provider. We appreciate your business! This manual contains important information pertaining to the electrical and mechanical installation and maintenance of PV modules, and contains safety information that you must read carefully and be familiar with before handling, installing, and/or maintaining Yingli Solar PV modules.

Yingli Solar does not assume responsibility and expressly disclaims liability for losses, damages, or expenses arising out of, or in any way connected with this Installation and User Manual. Yingli Solar assumes no responsibility for any infringement of patents or other rights of third parties, which may result from using Yingli Solar PV modules. No license is granted expressly or by implication or under any patent or patent rights. The information in this manual is believed to be reliable, but does not constitute an expressed or implied warranty. Yingli Solar reserves the right to make changes to its PV modules and other products, their specifications, or this manual without prior notice.

Yingli Solar and its subsidiaries are not liable for any damages caused by inappropriate installation, use, or maintenance of Yingli Solar PV modules, including without limitation damages, losses, and expenses caused by non-observance of the instructions of this manual or caused by or in connection with products of other manufacturers.

Yingli Solar PV modules are designed to meet the requirements for the standards IEC 61215 and IEC 61730, application class A. Modules rated for use in this application class may be used in systems operating at greater than 50 V DC or 240 W, where general contact access is anticipated. Modules qualified for safety through IEC 61730-1 and IEC 61730-2 and within this application class are considered to meet the requirements for safety class II. In the course of the PV module certification process, the compliance of this manual with the certification requirements has been verified by an independent certification laboratory.

This Installation and User Manual is available in different languages. In cases of discrepancy between versions, the English language version shall control.

Failure to comply with the requirements listed in this manual will invalidate the Limited Warranty for PV Modules as provided by Yingli Solar at the time of sale to the direct customer. Additional recommendations are provided to enhance safety practices and performance results. Please provide a copy of this manual to the PV system owner for their reference, and inform them of all relevant aspects of safety, operation, and maintenance.

SAFETY

General

You must understand and follow all applicable local, state, and federal regulations and standards for building construction, electrical design, fire, and safety, and must check with local authorities to determine applicable permitting requirements before attempting to install or maintain PV modules.

Rooftop PV systems should only be installed on dwellings that have been formally analyzed for structural integrity, and confirmed to be capable of handling the additional weighted load of PV system components, including PV modules, by a certified building specialist or engineer.



For your safety, do not attempt to work on a rooftop until safety precautions have been identified and taken, including without limitation fall protection measures, ladders or stairways, and personal protective equipment (PPE).

For your safety, do not install or handle PV modules under adverse conditions, including without limitation strong or gusty winds, and wet or frosted roof surfaces.

The flat-plate PV module construction consists of a laminated assembly of solar cells encapsulated within an insulating material with a rigid glass surface and an insulated substrate. The laminated assembly is supported by an aluminum frame that is also used for mounting the module. See Figure 1 for an illustration of the PV module components.

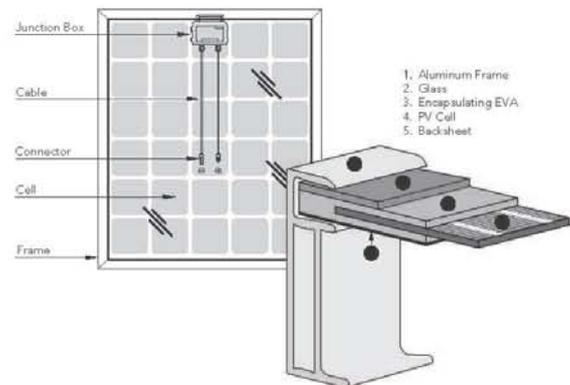


Figure 1: Module components and cross-section of the laminated assembly

Electrical



PV modules can produce current and voltage when exposed to light of any intensity. Electrical current increases with higher light intensity. DC voltage of 30 Volts or higher is potentially lethal. Contacting the live circuitry of a PV system operating under light can result in lethal electric shock.

De-energize PV modules by removing them entirely from light or by covering their front surface with an opaque material. Regard the safety regulations for live electrical equipment when working with modules that are exposed to any light. Use insulated tools and do not wear metallic jewelry while working with PV modules.

In order to avoid arcing and electrical shock, do not disconnect electrical connections under load. Faulty connections can also result in arcing and electrical shock. Keep connectors dry and clean, and ensure that they are in proper working condition. Never insert metallic objects into the connectors, or modify them in any way in order to secure an electrical connection.

Do not touch or handle PV modules with broken glass, separated frames or a damaged backsheet unless the PV modules are first disconnected and you are wearing proper PPE. Avoid handling PV modules when they are wet unless cleaning the PV modules as directed in this manual. Never touch electrical connections that are wet without protecting yourself with insulated gloves.

Transport and Handling

Yingli Solar PV modules must be transported in the supplied packaging only and kept in the packaging until they are ready to be installed. Protect pallets against movement and exposure to damage during transportation. Secure pallets from falling over. Do not exceed the maximum height of pallets to be stacked, as indicated on the pallet packaging. Store pallets in a cool and dry location until the PV modules are ready to be unpackaged.



Figure 2: Pallet of PV modules

Yingli Solar PV modules are heavy, and should be handled with care. PV modules shall be handled at the frame; never use the junction box or cables as a grip. Do not exert mechanical stress on the cables. Never step on PV modules or drop or place heavy objects on them. Be careful when placing PV modules on hard surfaces, and secure them from falling. Broken glass can result in personal injury. PV modules with broken glass cannot be repaired and must not be used. Broken or damaged PV modules must be handled carefully and disposed of properly.

For unpacking PV modules from the Yingli Solar supplied packaging, first remove the pallet lid (after removing securing straps, if provided). Remove PV modules one at a time by sliding them up the channel in the package (see Figure 3). You may need to secure the remaining PV modules in the pallet packaging to prevent them from falling over.

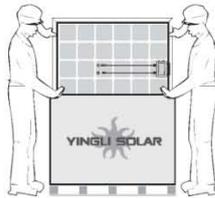


Figure 3: Removing PV modules from a pallet

Check PV modules for damage due to transportation before they are installed; do not install damaged modules. Contact the company you purchased the Yingli Solar PV modules from in order to obtain information on making claims for defective PV modules.

PV module surfaces are susceptible to damage that could affect the performance or safety of the PV module; do not damage or scratch the PV module surfaces, and do not apply paint or adhesive to any of the surfaces, including the frame. For your safety, do not disassemble or modify Yingli Solar PV modules in any way. Doing so may degrade performance or cause irreparable damage and will void any applicable warranties.

If it is necessary to store PV modules prior to installation, the PV modules should remain inside the packaging and protected from exposure that could compromise the durability of the packaging.

Fire

Yingli Solar PV Modules have a Class C fire resistance rating in accordance with the IEC 61730-2 certification. When PV modules are mounted on rooftops, the roof must have a fire resistant covering suitable for this application. PV modules are electrical generating devices that may affect the fire safety of a building.

The use of improper installation methods and/or defective parts may result in the unexpected occurrence of an electrical arc during operation. In order to mitigate the risk of fire in this event, PV modules should not be installed near flammable liquids, gases, or locations with hazardous materials.

In the event of a fire, PV modules may continue to produce a dangerous voltage, even if they have been disconnected from the inverter, have been partly or entirely destroyed, or the system wiring has been compromised or destroyed. In the event of fire, inform the fire crew about the particular hazards from the PV system, and stay away from all elements of the PV system during and after a fire until the necessary steps have been taken to make the PV system safe.

APPLICATION INFORMATION

Application Restrictions

Yingli Solar PV modules must be mounted on appropriate mounting structures positioned on suitable buildings, the ground, or other structures suitable for PV modules (e.g. carports, building facades or PV trackers). PV modules must not be mounted on moving vehicles of any kind. Yingli Solar PV modules must not be installed in locations where they could be submerged in water.

Yingli Solar PV modules must not be sited in locations where aggressive substances such as salt or salt-water, or any other type of corrosive agent, could affect the safety and/or performance of the PV modules. Although some types of Yingli Solar PV modules have passed the IEC 61701 salt-mist corrosion test with a salt concentration of 5% by weight, galvanic corrosion can occur between the aluminum frame of the PV module and mounting or grounding hardware if such hardware is comprised of dissimilar metals. Yingli Solar recommends that only stainless steel and aluminum metal directly contact PV modules in seaside installations to limit corrosion.

Artificially concentrated light must not be directed on Yingli Solar PV modules.

Design Recommendations

Yingli Solar recommends that PV modules be mounted at a minimum tilt angle of 10 degrees to allow for proper self-cleaning from normal rain showers.

Partial or complete shading of a PV module or modules can significantly reduce system performance. Yingli Solar recommends minimizing the amount of shade throughout the year to increase the amount of energy produced by the PV modules.

Lightning protection is recommended for PV systems that are to be installed in locations with high probability of lightning strikes.

High system voltages could be induced in the event of an indirect lightning strike, which could cause damage to PV system components. The open area of wire loops should be minimized, as shown in Figure 4, in order to reduce the risk of lightning induced voltage surges.

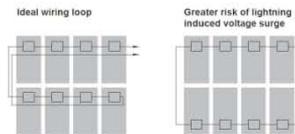


Figure 4: Wire loop design recommendation

ELECTRICAL INSTALLATION

Electrical Configuration

Under normal conditions, a photovoltaic module is likely to experience conditions that produce more current and/or voltage than reported at Standard Test Conditions (STC: 1000 W/m², AM 1.5, and 25°C cell temperature). The short-circuit current (I_{sc}) should be multiplied by a factor of 1.25 and the open-circuit voltage (V_{oc}) should be multiplied by a factor of up to 1.25 based on the lowest ambient temperature recorded for the installation location when determining component voltage ratings, conductor current ratings, fuse sizes, and size of controls connected to the PV output.

Voltages are additive when PV modules are connected directly in series, and module currents are additive when PV modules are connected directly in parallel, as illustrated in Figure 5. PV modules with different electrical characteristics must not be connected directly in series. The use of suitable third-party electronic devices connected to PV modules may enable different electrical connections and must be installed according to the manufacturer's specified instructions.

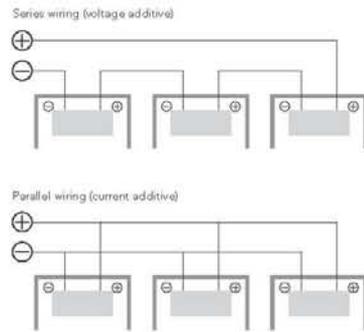


Figure 5: Electrical diagrams of series and parallel wiring

The maximum number of PV modules that can be connected in a series string must be calculated in accordance with applicable regulations in such a way that the specified maximum system voltage of the PV module and all other electrical DC components will not be exceeded in open-circuit operation at the lowest temperature expected at the PV system location.

An appropriately rated overcurrent protection device must be used when the reverse current could exceed the value of the maximum fuse rating of the module. An overcurrent protection device is required for each series string if more than two series strings are connected in parallel.

Cables and Wiring

Yingli Solar PV modules are provided with two (2) stranded, sunlight resistant output cables that are terminated with PV connectors ready for most installations. The positive (+) terminal has a female connector while the negative (-) terminal has a male connector. The module wiring is intended for series connections [i.e., female (+) to male (-) interconnections], but can also be used to connect suitable third-party electrical devices that may have alternative wiring configurations so long as the manufacturer's instructions are followed.

Use field wiring with suitable cross-sectional areas that are approved for use at the maximum short-circuit current of the PV module. Yingli Solar recommends installers use only sunlight resistant cables qualified for direct current (DC) wiring in PV systems. The minimum wire size should be 4mm².

	Testing Standard	Wire Size	Temperature Rating
Required Minimum Field Wiring	TÜV 2 PG 1169	4mm ²	-40°C to +90°C

Table 1: Required minimum field wiring specifications

Cables should be fixed to the mounting structure in such a way that mechanical damage of the cable and/or the module is avoided. Do not apply stress to the cables. For fixing, use appropriate means, such as

sunlight resistant cable ties and/or wire management clips specifically designed to attach to the PV module frame. While the cables are sunlight resistant and waterproof, where possible, avoid direct sunlight exposure and water immersion of the cables.

Connectors



Keep connectors dry and clean, and ensure that connector caps are hand tight before connecting the modules. Do not attempt making an electrical connection with wet, soiled, or otherwise faulty connectors. Avoid sunlight exposure and water immersion of the connectors. Avoid connectors resting on the ground or roof surface.

Faulty connections can result in arcs and electrical shock. Check that all electrical connections are securely fastened. Make sure that all locking connectors are fully engaged and locked.

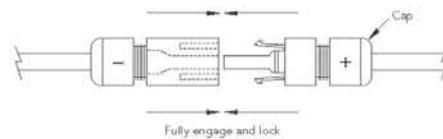


Figure 6: Series interconnection of a male (-) and female (+) connector

Bypass Diodes

The junction boxes used with Yingli Solar PV modules contain bypass diodes wired in parallel with the PV cell strings. In the case of partial shading, the diodes bypass the current generated by the non-shaded cells, thereby limiting module heating and performance losses. Bypass diodes are not overcurrent protection devices.

Bypass diodes divert current from the cell strings in the event of partial shading. See Figure 7 for a diagram showing how the cell strings are electrically connected with the diodes.

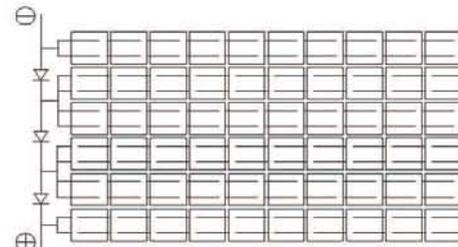


Figure 7: Electrical circuitry of cells and bypass diodes

In the event of a known or suspected diode failure, installers or maintenance providers should contact the company the PV modules were purchased from. Never attempt to open the junction box of a Yingli Solar PV module yourself.

Equipment Grounding

The frame of the PV module, as well as any exposed non-current-carrying metal parts of fixed equipment that are able to become energized by the PV system, must be connected to the equipment grounding conductor (EGC) in order to prevent electrical shock. Even when applicable regulations, code requirements, and standards do not require safety-related grounding, Yingli Solar recommends grounding all PV module frames in order to ensure the voltage between electrically conductive equipment and earth ground is zero in all circumstances.

Proper equipment grounding is achieved by bonding all exposed non-current-carrying metal equipment continuously to one another using an appropriately sized EGC or racking system that can be used for integrated grounding (see Option B in Grounding Methods below).

Yingli Solar PV modules employ a coated aluminum frame for corrosion resistance. In order to properly ground the module frame, the coating must be penetrated.

The potential for corrosion due to the electrochemical action between dissimilar metals in contact is minimized if the electrochemical voltage potential between the dissimilar metals is low. The grounding method must not result in the direct contact of dissimilar metals with the aluminum frame of the PV module that will result in galvanic corrosion. An addendum to UL Standard 1703 "Flat Plate Photovoltaic Modules and Panels" recommends metal combinations not exceed an electrochemical potential difference of 0.5 Volts.

The frame rails have pre-drilled holes marked with a grounding sign, as illustrated in Figure 8. These holes should be used for grounding purposes and must not be used for mounting the PV modules. Do not drill additional holes into the frame rails.



Figure 8: Grounding hole detail

The following grounding methods are available:

Option A: Screw Assembly (see Figure 9)

1. A grounding screw assembly must be attached at a designated grounding hole location using only stainless steel hardware. Insert an M5 stainless steel screw first through the stainless steel cup washer, and then through the grounding hole.
2. Loosely engage a stainless steel backing nut and toothed lock washer to the screw.

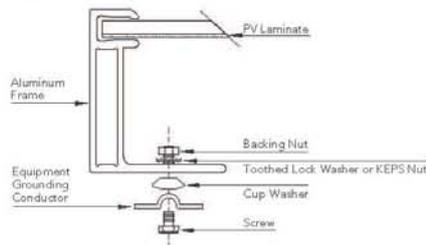


Figure 9: Grounding screw assembly detail

3. Bend the EGC into an omega (Ω) shape to tightly fit between the partially installed screw head and cup washer. The EGC shall be exclusively in contact with stainless steel.
4. Tighten the screw to 2.3 N·m torque. The toothed lock washer should be visibly engaged to the frame.
5. Route the appropriately sized EGC in such a way as to avoid contact with the aluminum module frame.

Option B: Racking Manufacturer Integrated Grounding Methods

Yingli Solar PV modules can be grounded by bonding PV modules to a grounded racking system. Integrated grounding methods must be certified for grounding PV modules and must be installed in accordance with the specified instructions of their respective manufacturers.

Option C: Additional Third-party Grounding Devices

Yingli Solar PV modules can be grounded using third party grounding devices so long as they are certified for grounding PV modules and the devices are installed according to the manufacturer's specified instructions.

MECHANICAL INSTALLATION

General

Yingli Solar PV Modules have been certified for a maximum static load on the back of the module of up to 2400 Pa (i.e. wind load) and a maximum static load on the front of the module of up to either 2400 Pa or 5400 Pa (i.e. wind and snow load), depending on the module type (please refer to the data sheet for this information).

Mounting structures and other mechanical parts must be designed and approved to withstand the design wind and snow loads applicable for a particular site. Yingli Solar PV modules must not be subjected to forces from the substructure, including forces caused by thermal expansion.

The mounting method must not result in the direct contact of dissimilar metals with the aluminum frame of the PV module that will result in galvanic corrosion. An addendum to UL Standard 1703 "Flat Plate Photovoltaic Modules and Panels" recommends metal combinations not exceed an electrochemical potential difference of 0.5 Volts.

Yingli Solar PV modules can be mounted in landscape or portrait orientation, as illustrated in Figure 10, provided that the mounting method follows one of the acceptable methods listed below.

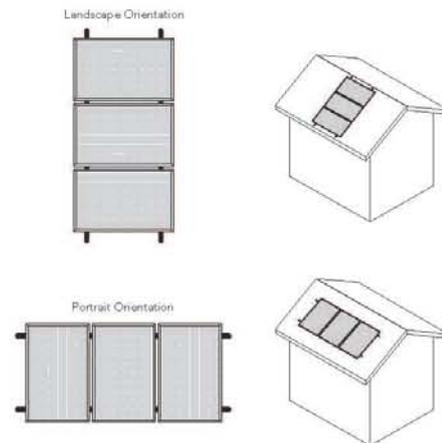


Figure 10: Landscape and portrait mounting

In order to maintain the fire class rating, the distance between the PV module front surface (glass) and the roof surface shall be at least 10 cm. This spacing also allows air flow to cool the PV module. Install PV modules with a minimum spacing of 1 cm between neighboring frames to allow for thermal expansion.

Mounting Methods

The following mounting methods are available:

Bolts or Clamps

Refer to the Module Supplement distributed with this manual to determine how many connection points are required for a specific module series. The locations of mounting holes and clamp tolerances are illustrated in the drawings located in the Module Supplement. Do not modify the existing mounting holes or drill new holes. Do not apply excessive pressure on the frame such that the frame deforms.

- **Bolts:** Modules must be mounted using the mounting holes located on the rear side of the long frame parts using M6 stainless steel bolts, nuts, and washers. Refer to the racking manufacturer for specific torque requirements.

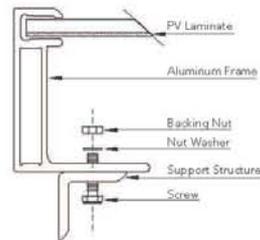


Figure 11: Detail of a bolt mounting attachment

- **Top-down Clamps:** Third-party clamps that have been designed for PV mounting structures are an approved mounting attachment method for Yingli Solar PV modules. Modules must be fastened using clamps applied to the top side of the long frame parts. A clamp holds two modules except for the clamps at the beginning and end of a module row. The centerline of the clamps must be in line with the mounting hole positions plus or minus a distance of 50mm. Clamps must be installed according to the manufacturer's specified instructions.

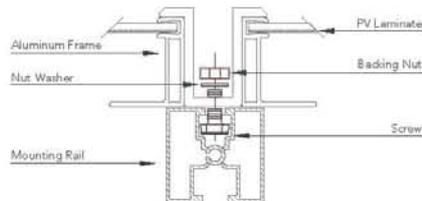


Figure 12: Detail of a top-down clamp mounting attachment

MAINTENANCE

General

Yingli Solar recommends that PV systems be periodically inspected by the installer, or other qualified person.

The purpose of the PV system inspection is to ensure that all system components are functioning properly. At a minimum, this inspection should confirm the following:

- All cables and connector attachments are undamaged and properly secured
- No sharp objects are in contact with the PV module surfaces
- PV modules are not shaded by unwanted obstacles and/or foreign material
- Mounting and grounding components are tightly secured with no corrosion

Defects should be addressed immediately.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.
service@yinglisolar.com
Tel: 0086 312 8922216

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | InstallationManualLJEC_EN_201112_v01

Cleaning

Over time, dirt and dust can accumulate on the glass surface of the module, reducing its power output. Yingli Solar recommends periodic cleaning of PV modules to ensure maximum power output, especially in regions with low precipitation.

In order to reduce the potential for electrical and thermal shock, Yingli Solar recommends cleaning PV modules during early morning or late afternoon hours when solar radiation is low and the modules are cooler, especially in regions with hotter temperatures.

Never attempt to clean a PV module with broken glass or other signs of exposed wiring, as this presents a shock hazard.

Clean the glass surface of the PV modules with a soft brush using soft, clean water with a recommended pressure less than 690kPa, which is typical of most municipal water systems. Water with high mineral content may leave deposits on the glass surface and is not recommended.

Yingli Solar PV modules may contain a hydrophobic anti-reflective coating on the glass surface to enhance power output and reduce dirt and dust buildup. In order to avoid module damage, do not clean PV modules with a power washer or pressure washer. Do not use steam or corrosive chemicals to facilitate the cleaning of modules. Do not use aggressive tools or abrasive materials that could scratch or damage the glass surface. Failure to comply with these requirements may adversely affect the PV module performance.

Yingli Solar PV modules are designed to withstand high snow loads. However, if removing snow is desired to enhance production, use a brush to gently remove snow. Do not try to remove frozen snow or ice from PV modules.

DECOMMISSIONING

The dismantling of PV systems must be performed with the same care and safety precautions used during the initial installation. The PV system can generate hazardous voltage even after the system has been disconnected. Follow safety regulations for working with live electrical equipment.

RECYCLING

Yingli Solar is a member of PV Cycle, the European association for voluntary take back and recycling of PV modules. Please contact PV Cycle at www.pvcycle.org for details regarding the recycling process.

Certificate



Registration No.: PV 50278940

Page 4

Report No.: 15031525.063

License Holder:

YINGLI ENERGY (CHINA) COMPANY LIMITED
No. 3399 Chaoyang North Road
Baoding, Hebei 071051
P. R. China

Product:

PV Modules
Type:
Same as Page 1 - 3

Manufacturing Plant:

Hengshui Yingli New Energy Resource Co., Ltd.
Hengshui Economic Development Zone
Latitude seventeen Road 969
Hengshui 053000
P. R. China

Basis:

IEC 61215:2005
EN 61215:2005
"Crystalline silicon terrestrial
photovoltaic (PV) modules - Design
qualification and type approval"

Factory Inspection
To document the consistent quality of
the product factory inspections are
performed periodically.



www.tuv.com
ID 0000024426

Remarks:

- Valid in conjunction with TÜV Rheinland certificate PV 50278946 Page 1 - 5.
- The mechanical load test of EN IEC 61215:2005 was performed with a load of 5400 Pa.
- Additional manufacturing plant see above.
- This certificate includes further manufacturing plants as listed on Attachment List of Factories.

Conditions:

The product test is voluntarily according to technical regulations. Any change of the design, materials, components or processing may require the repetition of some of the qualification tests in order to retain type approval.

The certificate is valid until 20 March 2019.

Certification body



30 April 2014

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg, Germany / Contact: + 49 221 806 2477 email: eneratest@de.tuv.com

Attachment of Certificate PV 50278940 004



List of factories:

- 1 YINGLI ENERGY (CHINA) COMPANY LIMITED
NO.3399 Chaoyang North Road
Baoding, Hebei 071051
P. R. China

Inspection report no.: 15036290.004

- 2 BAODING TIANWEI YINGLI NEW ENERGY RESOURCES CO., LTD
NO.3399 Chaoyang North Road
Baoding, Hebei 071051
P. R. China

Inspection report no.: 15036290.004

- 3 HAINAN YINGLI NEW ENERGY RESOURCES CO., LTD
Shiziling Industrial Park of Haikou
National Hi-Tech Industrial Development Zone, Haikou 571100
P. R. China

Inspection report no.: 15038572.004

- 4 Tianjin Yingli New Energy Resources Co., Ltd.
Tianjin Ninghe Modern Industry Area, Tianjin 301510
P. R. China

Inspection report no.: 15049639.002

- 5 Lixian Yingli New Energy Resource Co., Ltd.
High & New-Tech Industrial Park
Yongsheng North Street, Lixian 071400
P. R. China

Inspection report no.: 15043471.002

- 6 Hengshui Yingli New Energy Resource Co., Ltd.
Hengshui Economic Development Zone
Latitude seventeen Road 969, Hengshui 053000
P. R. China

Inspection report no.: 15048485.002

30 April 2014

Certification body

Löffler

Dipl.-Ing. Dirk Löffler



ANEXO 3.4

1/5/2015

NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables

[SSE
Homepage](#)

[Find A Different Location](#)

[Accuracy](#)

[Methodology](#)

[Parameters
\(Units & Definition\)](#)



NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables



Latitude **-2.14** / Longitude **-79.92** was chosen.

Geometry Information

Elevation: **1073** meters
taken from the
NASA GEOS-4
model elevation

Northern boundary
-2
Center
Latitude **-2.5**
Longitude **-79.5**
Western boundary **-80** Eastern boundary **-79**
Southern boundary
-3

Parameters for Solar Cooking:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71

[Parameter Definition](#)

Monthly Averaged Midday Insolation Incident On A Horizontal Surface (kW/m²)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0.57	0.61	0.66	0.63	0.57	0.55	0.51	0.57	0.61	0.59	0.62	0.61

[Parameter Definition](#)

Monthly Averaged Clear Sky Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	6.86	7.08	6.99	6.69	6.28	5.98	6.18	6.62	6.88	7.12	6.87	6.77

[Parameter Definition](#)

Monthly Averaged Clear Sky Days (days)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

[Parameter Definition](#)

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.57

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Insolation (%)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Minimum	-16	-12	-10	-18	-24	-18	-19	-15	-17	-21	-20	-15
Maximum	24	14	7	16	10	22	20	18	14	18	25	25

[Parameter Definition](#)

Monthly Averaged Diffuse Radiation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	2.22	2.31	2.34	2.15	1.97	1.89	1.94	2.08	2.26	2.31	2.22	2.16	2.15
Minimum	2.08	2.27	2.29	2.00	1.90	1.72	1.84	1.95	2.17	2.24	2.01	1.94	2.03
Maximum	2.18	2.29	2.36	2.18	1.97	1.89	1.90	2.09	2.24	2.22	2.19	2.16	2.14
22-year Average K	0.43	0.43	0.47	0.48	0.47	0.46	0.43	0.46	0.46	0.43	0.45	0.46	0.45
Minimum K	0.36	0.38	0.43	0.40	0.36	0.38	0.35	0.39	0.38	0.34	0.36	0.39	0.37
Maximum K	0.53	0.49	0.51	0.56	0.52	0.56	0.52	0.54	0.52	0.50	0.56	0.57	0.53

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

Parameter Definition**Monthly Averaged Direct Normal Radiation (kWh/m²/day)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	3.39	3.27	3.81	3.96	3.82	3.57	3.17	3.54	3.51	3.13	3.69	3.85	3.56

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Direct Normal Radiation (%)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Minimum	-25	-22	-16	-25	-39	-24	-32	-22	-28	-39	-30	-19
Maximum	48	29	12	27	18	39	40	32	27	41	48	45

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

Parameter Definition**Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface At Indicated GMT Times (kW/m²)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average@00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01
Average@03	n/a											
Average@06	n/a											
Average@09	n/a											
Average@12	0.08	0.06	0.07	0.08	0.09	0.08	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.10
Average@15	0.48	0.46	0.54	0.56	0.50	0.42	0.39	0.43	0.49	0.48	0.49	0.52
Average@18	0.57	0.61	0.66	0.63	0.57	0.55	0.51	0.57	0.61	0.59	0.62	0.61
Average@21	0.30	0.33	0.34	0.31	0.28	0.28	0.31	0.35	0.32	0.27	0.28	0.28

Parameter Definition**Monthly Averaged Insolation Clearness Index (0 to 1.0)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average K	0.43	0.43	0.47	0.48	0.47	0.46	0.43	0.46	0.46	0.43	0.45	0.46	0.45
Minimum K	0.36	0.38	0.43	0.40	0.36	0.38	0.35	0.39	0.38	0.34	0.36	0.39	0.37
Maximum K	0.53	0.49	0.51	0.56	0.52	0.56	0.52	0.54	0.52	0.50	0.56	0.57	0.53

Parameter Definition**Monthly Averaged Insolation Normalized Clearness Index (0 to 1.0)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0.39	0.39	0.43	0.44	0.43	0.42	0.39	0.42	0.42	0.39	0.41	0.42

Parameter Definition**Monthly Averaged Clear Sky Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	3.39	3.27	3.81	3.96	3.82	3.57	3.17	3.54	3.51	3.13	3.69	3.85	3.56

Lon -79.92															Average
22-year Average	6.86	7.08	6.99	6.69	6.28	5.98	6.18	6.62	6.88	7.12	6.87	6.77			6.69

Parameter Definition**Monthly Averaged Clear Sky Insolation Clearness Index (0 to 1.0)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.67	0.68	0.67	0.68	0.66	0.66

Parameter Definition**Monthly Averaged Clear Sky Insolation Normalized Clearness Index (0 to 1.0)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0.60	0.61	0.60	0.60	0.60	0.60	0.61	0.62	0.61	0.62	0.60	0.60

Parameter Definition**Monthly Averaged Downward Longwave Radiative Flux (kWh/m²/day)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	9.27	9.33	9.30	9.28	9.16	8.94	8.82	8.81	9.05	9.27	9.19	9.24	9.14

Parameter Definition**Solar Geometry:****Monthly Averaged Solar Noon (GMT time)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	1730	1734	1729	1720	1716	1720	1726	1725	1716	1706	1705	1713

Parameter Definition**Monthly Averaged Daylight Hours (hours)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	12.2	12.1	12.1	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.1	12.2	12.2

Parameter Definition**Monthly Averaged Daylight Average Of Hourly Cosine Solar Zenith Angles (dimensionless)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	0.60	0.63	0.63	0.62	0.59	0.57	0.58	0.61	0.63	0.63	0.61	0.60

Parameter Definition**Monthly Averaged Cosine Solar Zenith Angle At Mid-Time Between Sunrise And Solar Noon (dimensionless)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	0.66	0.69	0.70	0.68	0.65	0.63	0.64	0.67	0.69	0.69	0.67	0.65

Parameter Definition**Monthly Averaged Declination (degrees)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	-20.7	-12.3	-1.81	9.70	18.8	23.0	21.2	13.7	3.09	-8.44	-18.1	-22.8

Parameter Definition**Monthly Averaged Sunset Hour Angle (degrees)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	90.8	90.4	90.0	89.6	89.2	89.0	89.1	89.4	89.8	90.3	90.7	90.9

Parameter Definition

1700 GMT	159	141	87.4	22.5	10.4	10.2	14.7	20.3	35.6	167	176	172
1800 GMT	201	212	272	320	333	339	340	330	294	244	219	208
1900 GMT	228	243	270	295	310	317	316	304	281	256	238	229
2000 GMT	240	252	269	287	299	305	303	293	277	259	246	239
2100 GMT	245	256	269	283	293	298	296	288	275	261	250	244
2200 GMT	248	257	269	281	290	294	293	285	273	261	251	246
2300 GMT	249	257	268	280	289	293	291	283	273	261	251	247

Parameter Definition**Parameters for Tilted Solar Panels:****Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE HRZ	4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.57
K	0.43	0.43	0.47	0.48	0.47	0.46	0.43	0.46	0.46	0.43	0.45	0.46	0.45
Diffuse	2.22	2.31	2.34	2.15	1.97	1.89	1.94	2.08	2.26	2.31	2.22	2.16	2.15
Direct	3.39	3.27	3.81	3.96	3.82	3.57	3.17	3.54	3.51	3.13	3.69	3.85	3.56
Tilt 0	4.43	4.53	4.97	4.85	4.45	4.13	3.96	4.44	4.68	4.45	4.65	4.64	4.51
Tilt 2	4.45	4.54	4.97	4.87	4.50	4.18	4.00	4.47	4.68	4.46	4.68	4.68	4.54
Tilt 17	4.53	4.53	4.84	4.91	4.69	4.41	4.18	4.56	4.61	4.41	4.75	4.80	4.60
Tilt 90	2.33	2.06	1.70	2.26	2.67	2.74	2.50	2.33	1.81	1.90	2.35	2.54	2.27
OPT	4.53	4.56	4.97	4.92	4.70	4.46	4.20	4.56	4.69	4.47	4.75	4.80	4.63
OPT ANG	15.0	9.00	1.00	12.0	22.0	27.0	24.0	16.0	4.00	6.00	14.0	18.0	14.0

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

Parameter Definition**Minimum Radiation Incident On An Equator-pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE MIN	3.78	4.04	4.55	4.05	3.43	3.44	3.24	3.83	3.94	3.57	3.76	3.99	3.79
K	0.36	0.38	0.43	0.40	0.36	0.38	0.35	0.39	0.38	0.34	0.36	0.39	0.37
Diffuse	2.18	2.29	2.36	2.18	1.97	1.89	1.90	2.09	2.24	2.22	2.19	2.16	2.14
Direct	2.53	2.55	3.19	2.95	2.30	2.68	2.14	2.74	2.50	1.88	2.57	3.10	2.59
Tilt 0	3.73	3.98	4.49	4.00	3.39	3.40	3.20	3.78	3.89	3.52	3.71	3.93	3.75
Tilt 2	3.74	3.99	4.49	4.01	3.41	3.43	3.22	3.80	3.89	3.53	3.72	3.95	3.76
Tilt 17	3.78	3.98	4.37	4.03	3.50	3.57	3.33	3.85	3.83	3.48	3.74	4.03	3.79
Tilt 90	1.99	1.87	1.65	1.95	2.01	2.20	1.98	2.02	1.65	1.63	1.92	2.16	1.92
OPT	3.79	4.01	4.49	4.04	3.50	3.59	3.33	3.86	3.89	3.53	3.75	4.03	3.82
OPT ANG	13.0	8.00	1.00	11.0	19.0	23.0	20.0	14.0	3.00	5.00	12.0	16.0	12.1

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

Parameter Definition**Maximum Radiation Incident On An Equator-pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE MAX	5.55	5.23	5.41	5.69	4.97	5.08	4.80	5.30	5.41	5.33	5.89	5.87	5.37
K	0.53	0.49	0.51	0.56	0.52	0.56	0.52	0.54	0.52	0.50	0.56	0.57	0.53
Diffuse	2.08	2.27	2.29	2.00	1.90	1.72	1.84	1.95	2.17	2.24	2.01	1.94	2.03
Direct	5.03	4.23	4.31	5.04	4.52	4.97	4.45	4.70	4.48	4.43	5.46	5.60	4.77
Tilt 0	5.47	5.16	5.34	5.62	4.91	5.02	4.74	5.23	5.34	5.26	5.81	5.79	5.31
Tilt 2	5.51	5.18	5.34	5.65	4.96	5.09	4.80	5.27	5.35	5.27	5.85	5.84	5.34

Tilt 17	5.67	5.18	5.19	5.72	5.20	5.47	5.08	5.42	5.26	5.23	5.99	6.07	5.46
Tilt 90	2.83	2.25	1.72	2.51	2.96	3.43	3.05	2.69	1.90	2.09	2.84	3.16	2.62
OPT	5.67	5.21	5.34	5.73	5.23	5.57	5.13	5.42	5.35	5.29	5.99	6.08	5.50
OPT ANG	18.0	10.0	1.00	13.0	24.0	30.0	26.0	18.0	4.00	7.00	17.0	21.0	15.7

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

Parameter Definition

Parameters for Sizing Battery or other Energy-storage Systems:

Minimum Available Insolation Over A Consecutive-day Period (%)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Min/1 day	11.3	24.6	12.5	36.0	19.5	18.6	28.9	39.1	28.2	30.8	20.3	25.4
Min/3 day	34.0	51.4	48.4	61.9	49.0	49.1	48.4	55.4	41.5	49.9	36.8	42.7
Min/7 day	58.6	67.5	60.9	69.2	56.0	65.8	68.0	67.7	62.5	58.8	55.9	52.4
Min/14 day	66.9	79.2	76.1	76.6	61.7	74.8	71.4	79.5	67.4	60.8	67.5	68.9
Min/21 day	77.7	84.3	85.2	81.7	73.5	81.4	76.1	82.5	74.5	61.2	74.0	75.5
Min/Month	84.1	88.0	90.2	82.4	76.0	82.2	80.7	85.1	83.1	79.1	79.6	84.7

Parameter Definition

Solar Radiation Deficits Below Expected Values Incident On A Horizontal Surface Over A Consecutive-day Period (kWh/m²)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1 day	3.98	3.46	4.41	3.14	3.63	3.40	2.85	2.74	3.40	3.12	3.76	3.51
3 day	8.88	6.69	7.80	5.61	6.90	6.37	6.20	6.01	8.31	6.77	8.94	8.09
7 day	13.0	10.4	13.7	10.5	13.8	9.98	8.96	10.1	12.4	12.9	14.5	15.6
14 day	20.7	13.3	16.8	16.0	24.1	14.6	16.0	12.9	21.5	24.7	21.4	20.4
21 day	21.0	15.0	15.6	18.8	25.0	16.2	20.1	16.5	25.3	36.7	25.6	24.2
Month	22.0	15.4	15.1	25.8	33.4	22.1	23.8	20.7	24.0	29.1	28.8	22.3

Parameter Definition

Equivalent Number Of NO-SUN Or BLACK Days (days)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1 day	0.88	0.75	0.87	0.63	0.80	0.81	0.71	0.60	0.71	0.69	0.79	0.74
3 day	1.97	1.45	1.54	1.14	1.52	1.52	1.54	1.33	1.75	1.50	1.89	1.71
7 day	2.89	2.27	2.73	2.15	3.07	2.38	2.23	2.25	2.62	2.87	3.08	3.33
14 day	4.62	2.90	3.34	3.27	5.34	3.51	3.99	2.86	4.55	5.47	4.54	4.34
21 day	4.67	3.27	3.10	3.83	5.54	3.89	5.01	3.67	5.34	8.13	5.44	5.13
Month	4.90	3.35	3.01	5.25	7.42	5.31	5.95	4.61	5.06	6.46	6.10	4.73

Parameter Definition

Parameters for Sizing Surplus-product Storage Systems:

Available Surplus Insolation Over A Consecutive-day Period (%)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Max/1 day	174	160	149	152	153	157	169	166	157	166	157	160
Max/3 day	159	142	138	137	143	147	150	147	145	156	151	150
Max/7 day	144	128	125	128	127	135	144	138	134	148	148	142
Max/14 day	141	117	115	118	118	131	132	125	126	129	134	130
Max/21 day	134	114	109	116	115	126	122	119	122	123	129	127
Max/Month	124	114	107	116	110	122	120	118	114	118	125	125

Parameter Definition

Parameter Definition**Meteorology (Temperature):****Monthly Averaged Air Temperature At 10 m Above The Surface Of The Earth (°C)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	21.9	21.6	21.7	22.2	22.1	21.9	21.9	22.7	23.1	22.9	22.2	22.0	22.2
Minimum	18.8	18.7	18.7	18.9	18.5	18.0	17.7	18.1	18.7	18.9	18.5	18.9	18.5
Maximum	25.1	24.7	25.0	25.8	26.0	25.9	26.5	27.4	27.7	27.4	26.3	25.5	26.1

Parameter Definition**Average Daily Temperature Range (°C)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	6.30	6.06	6.34	6.92	7.55	7.90	8.74	9.33	8.99 *	8.48	7.79	6.58

* Warmest month

Parameter Definition**Monthly Averaged Cooling Degree Days Above 18 °C**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Sum
22-year Average	124	105	120	130	132	120	127	148	157	159	133	130	1585

Parameter Definition**Monthly Averaged Heating Degree Days Below 18 °C**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Sum
22-year Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Parameter Definition**Monthly Averaged Arctic Heating Degree Days Below 10 °C**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Sum
22-year Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Parameter Definition**Monthly Averaged Arctic Heating Degree Days Below 0 °C**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Sum
22-year Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Parameter Definition**Monthly Averaged Earth Skin Temperature (°C)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	25.7	24.0	24.1	24.8	24.6	24.3	24.8	26.6	28.3	29.1	28.1	26.9	26.0

Parameter Definition**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	19.1	18.5	18.5	18.5	17.9	17.3	17.0	17.6	18.7	19.6	19.5	19.6	
Maximum	36.2	32.5	32.7	34.3	34.6	34.6	36.7	40.3	43.4	44.8	42.3	38.7	
Amplitude	8.57	6.99	7.05	7.87	8.34	8.65	9.85	11.3	12.3	12.6	11.4	9.53	13.9

Parameter Definition**Monthly Averaged Frost Days (days)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Sum

22-year Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Parameter Definition**Dew/Frost Point Temperature At 10 m (°C)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Daily Average	15.0	16.1	16.2	15.2	13.5	11.7	9.53	9.00	10.0	11.4	12.7	14.3

Parameter Definition**Meteorology (Wind):****Monthly Averaged Wind Speed At 50 m Above The Surface Of The Earth (m/s)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average	2.29	2.23	2.16	2.20	2.34	3.08	3.19	3.05	2.80	2.57	2.54	2.46	2.57

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Wind Speed At 50 m (%)

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
Minimum	-16	-20	-15	-16	-15	-14	-15	-18	-25	-25	-25	-17	-18
Maximum	15	29	20	21	20	19	15	12	17	21	22	16	19

It is recommended that users of these wind data review the SSE [Methodology](#). The user may wish to correct for biases as well as local effects within the selected grid region.

All height measurements are from the soil, water, or ice/snow surface instead of "effective" surface, which is usually taken to be near the tops of vegetated canopies.

Parameter DefinitionUnits Conversion Chart**Monthly Averaged Percent Of Time The Wind Speed At 50 m Above The Surface Of The Earth Is Within The Indicated Range (%)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
0 - 2 m/s	58	61	62	60	53	29	28	35	45	52	53	54	49
3 - 6 m/s	42	39	38	40	47	71	72	65	54	48	47	46	51
7 - 10 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
11 - 14 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 - 18 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19 - 25 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Parameter Definition**Monthly Averaged Wind Speed At 50 m Above The Surface Of The Earth For Indicated GMT Times (m/s)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
Average@0130	2.66	2.39	2.29	2.14	2.17	2.88	3.13	3.25	3.17	3.10	3.04	2.95	2.76
Average@0430	3.00	2.76	2.68	2.77	2.78	3.31	3.42	3.51	3.53	3.50	3.51	3.40	3.18
Average@0730	2.87	2.74	2.66	2.86	2.86	3.27	3.34	3.22	3.21	3.22	3.32	3.19	3.06
Average@1030	2.70	2.71	2.58	2.78	2.66	3.00	3.12	2.95	3.01	2.93	2.95	2.85	2.85
Average@1330	1.51	1.60	1.51	1.52	1.67	2.43	2.34	1.85	1.86	1.65	1.61	1.53	1.75
Average@1630	2.02	2.16	2.13	2.37	2.76	3.84	3.81	3.52	2.85	2.16	2.12	2.00	2.64
Average@1930	1.79	1.79	1.75	1.78	2.18	3.33	3.44	3.27	2.50	1.98	1.88	1.84	2.29
Average@2230	1.78	1.66	1.64	1.42	1.62	2.56	2.87	2.80	2.28	2.04	1.94	1.92	2.04

Parameter DefinitionUnits Conversion Chart**Monthly Averaged Wind Direction At 50 m Above The Surface Of The Earth (degrees)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
10-year Average	3	20	31	45	59	70	76	77	75	72	69	65

Parameter Definition**Monthly Averaged Wind Direction At 50 m Above The Surface Of The Earth For Indicated GMT Times (degrees)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average@0130	322	335	348	23	73	89	83	62	11	325	323	321
Average@0430	341	355	5	36	67	79	74	52	18	345	341	337
Average@0730	356	20	24	53	74	86	82	62	33	0	354	350
Average@1030	26	58	60	75	88	97	95	81	57	27	21	13
Average@1330	74	87	86	89	97	99	99	90	76	55	59	60
Average@1630	88	93	91	93	98	98	97	92	86	72	78	87
Average@1930	74	86	86	95	102	97	96	94	90	34	57	346
Average@2230	296	324	357	52	97	98	96	91	68	293	295	289

Parameter Definition**Monthly Averaged Wind Speed At 10 m Above The Surface Of The Earth For Terrain Similar To Airports (m/s)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average	1.81	1.76	1.71	1.74	1.85	2.43	2.52	2.41	2.21	2.02	2.00	1.94	2.03

It is recommended that users of these wind data review the SSE [Methodology](#). The user may wish to correct for biases as well as local effects within the selected grid region.

All height measurements are from the soil, water, or ice/snow surface instead of "effective" surface, which is usually taken to be near the tops of vegetated canopies.

Parameter DefinitionUnits Conversion Chart**Difference Between The Average Wind Speed At 10 m Above The Surface Of The Earth And The Average Wind speed At 50 m Above The Surface Of The Earth (%)**

Vegetation type "Airport": flat rough grass

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average	-20	-20	-21	-20	-20	-20	-20	-20	-21	-20	-20	-21	-20

Parameter Definition**Monthly Averaged Wind Speed Adjusted For Height And Vegetation Type (m/s)**

Height 100 meters

Vegetation type "Airport": flat rough grass

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average	2.54	2.47	2.39	2.44	2.59	3.41	3.53	3.38	3.10	2.85	2.82	2.72	2.86

Parameter Definition**Monthly Averaged Wind Speed At 50, 100, 150 and 300 m Above The Surface Of The Earth (m/s)**

Vegetation type "Airport": flat rough grass

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
50m	2.29	2.23	2.16	2.20	2.34	3.08	3.19	3.05	2.80	2.57	2.54	2.46	2.57
100m	2.54	2.47	2.39	2.44	2.59	3.41	3.53	3.38	3.10	2.85	2.82	2.72	2.86
150m	2.70	2.62	2.54	2.59	2.75	3.63	3.76	3.59	3.30	3.03	3.00	2.90	3.04
300m	2.99	2.91	2.82	2.87	3.06	4.02	4.17	3.99	3.66	3.36	3.33	3.21	3.37

Parameter Definition**Monthly Averaged Wind Speed For Several Vegetation And Surface Types (m/s)**

Height 100 meters

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
35-m broadleaf-evergreen trees (70% coverage)	3.17	3.08	2.99	3.04	3.24	4.26	4.41	4.22	3.87	3.55	3.53	3.40	3.57
20-m broadleaf-deciduous trees (75% coverage)	2.89	2.84	2.77	2.84	3.06	4.12	4.32	4.08	3.66	3.32	3.27	3.13	3.36
20-m broadleaf and needleleaf trees (75% coverage)	3.26	3.08	2.91	2.92	3.06	4.00	4.15	4.05	3.77	3.53	3.55	3.47	3.48
17-m needleleaf-evergreen trees (75% coverage)	3.08	2.92	2.77	2.78	2.98	3.95	4.12	3.94	3.61	3.34	3.34	3.26	3.34
14-m needleleaf-deciduous trees (50% coverage)	3.04	2.92	2.79	2.80	2.98	3.89	4.03	3.96	3.74	3.48	3.45	3.31	3.37
Savanna: 18-m broadleaf trees (30%) &													

groundcover	3.04	2.96	2.86	2.92	3.10	4.09	4.23	4.05	3.72	3.41	3.38	3.26	3.42
0.6-m perennial groundcover (100%)	2.76	2.68	2.60	2.65	2.82	3.71	3.84	3.67	3.37	3.09	3.07	2.96	3.10
0.5-m broadleaf shrubs (variable %) & groundcover	2.76	2.68	2.60	2.65	2.82	3.71	3.84	3.67	3.37	3.09	3.07	2.96	3.10
0.5-m broadleaf shrubs (10%) with bare soil	2.76	2.68	2.60	2.65	2.82	3.71	3.84	3.67	3.37	3.09	3.07	2.96	3.10
Tundra: 0.6-m trees/shrubs (variable %) & groundcover	2.76	2.68	2.60	2.65	2.82	3.71	3.84	3.67	3.37	3.09	3.07	2.96	3.10
Rough bare soil	2.66	2.59	2.51	2.56	2.72	3.58	3.71	3.55	3.26	2.99	2.97	2.86	3.00
Crop: 20-m broadleaf-deciduous trees (10%) & wheat	2.78	2.74	2.53	2.80	2.98	3.92	4.06	3.88	3.56	3.23	3.16	3.00	3.22
Rough glacial snow/ice	2.91	2.80	2.65	2.67	2.84	3.73	3.87	3.70	3.44	3.23	3.22	3.13	3.18
Smooth sea ice	2.59	2.47	2.34	2.34	2.49	3.27	3.39	3.31	3.10	2.93	2.90	2.80	2.83
Open water	2.45	2.39	2.31	2.35	2.50	3.30	3.41	3.26	3.00	2.75	2.73	2.63	2.76
"Airport": flat rough grass	2.54	2.47	2.39	2.44	2.59	3.41	3.53	3.38	3.10	2.85	2.82	2.72	2.86

[Parameter Definition](#)**Meteorology (Other):****Monthly Averaged Relative Humidity (%)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	67.0	72.9	72.7	66.8	60.4	54.4	47.4	43.8	45.9	50.8	57.1	63.4	58.4

[Parameter Definition](#)**Monthly Averaged Specific Humidity At 10 m Above The Surface Of The Earth (kg/kg)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0.012602	0.013534	0.013587	0.012806	0.011520	0.010216	0.008895	0.008554	0.009177	0.010066	0.010930	0.012077

[Parameter Definition](#)**Monthly Averaged Atmospheric Pressure (kPa)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	89.5	89.5	89.5	89.5	89.5	89.6	89.6	89.6	89.6	89.5	89.5	89.5	89.5

[Parameter Definition](#)**Monthly Averaged Total Column Precipitable Water (cm)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	3.50	3.71	3.76	3.62	3.23	2.85	2.50	2.40	2.66	2.92	3.12	3.44	3.13

[Parameter Definition](#)**Monthly Averaged Precipitation (mm/day)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	2.95	4.71	4.42	3.96	2.38	1.56	0.97	0.83	1.47	2.00	2.02	2.29	2.44

[Parameter Definition](#)**Supporting Information:****Monthly Averaged Top-of-atmosphere Insolation (kWh/m²/day)**

Lat -2.14 Lon -79.92	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	10.3	10.5	10.5	10.0	9.42	9.02	9.17	9.72	10.2	10.4	10.3	10.2	10.0

[Parameter Definition](#)

ANEXO 3.5

Energías Renovables

El CONELEC contrató en el año 2008 la elaboración del Mapa Solar del Ecuador, y se basa en datos tomados de sistemas satelitales del NREL (National Renewable Energy Laboratory) de los Estados Unidos entre 1985 y 1991 que interpola la información a celdas de 1 km². Se muestra información sobre las insoluciones directa (isohelias a 300 Wh/m².día), difusa (isohelias a 100 wh/m².día) y global (isohelias a 150 Wh/m².día) para cada mes del año y el promedio anual.

Con este mapa solar se ha elaborado un mapa resumen anual con la insolación global promedio anual agrupada en cinco zonas I a V en kWh/m².día.

Los valores de insolación o radiación solar global para las provincias del país y sus ciudades más importantes son:

Tabla 14.2.5. Valores de insolación o radiación solar global para las provincias del país y sus ciudades más importantes.

PROVINCIA	CIUDAD	Wh/m ² /día	ZONA
Carchi	Tulcán	4200	II
Esmeraldas	Esmeraldas	4350	II
Imbabura	Ibarra	5250	IV
Manabí	Portoviejo	4650	III
Pichincha	Quito	5075	IV
Tsáchilas	Santo Domingo	4650	III
Cotopaxi	Latacunga	4800	IV
Napo	Tena	4350	II
Santa Elena	Salinas	4350	II
Guayas	Guayaquil	4513	III
Los Ríos	Babahoyo	4650	III
Bolívar	Guaranda	4800	IV
Tungurahua	Ambato	4650	III
Chimborazo	Riobamba	4200	II
Pastaza	Puyo	4200	II
Cañar	Azogues	4500	III
Morona Santiago	Macas	4050	II
Azuay	Cuenca	4350	II
El Oro	Machala	4200	II
Loja	Loja	4350	II
Zamora Chinchipe	Zamora	4350	II
Galápagos	Puerto Ayora	5835	V

Para Quito y Guayaquil, los valores promedio mensuales de radiación solar global son:

Tabla 14.2.6. Valores promedio mensuales de radiación solar global para Quito y Guayaquil.

MES	Wh/m ² / día promedio	
	Quito	Guayaquil
Enero	4950	3900
Febrero	4950	4200
Marzo	4950	4650
Abril	4800	4350
Mayo	4650	4500
Junio	4800	4200
Julio	5250	4350
Agosto	5400	4650
Septiembre	5550	5100
Octubre	5250	4500
Noviembre	5250	4950
Diciembre	5100	4800
Promedio	5075	4513

Mientras no se disponga de un sistema actualizado de la información de radiación solar en el Ecuador, se pueden usar estos datos confirmándolos con datos reales medidos en el sitio donde se instalará el sistema solar fotovoltaico, al menos con datos de 12 meses anteriores.

Otras fuentes de datos de radiación solar que pueden consultarse son:

Tabla 14.2.7. Fuentes de datos de radiación solar.

Nombre	Dirección internet	Observaciones
Datos satelitales		
1. SeaWiFS Surface Solar Irradiance.	http://www.giss.nasa.gov/data/seawifs/	Julio 1983 a junio 1991
2. LaRC Surface Solar Energy Data Set (SSE).	http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/	Actualizada permanentemente. Celdas de 280 km ²
Mediciones en tierra		
3. University Of Massachusetts Lowell Photovoltaic Program.	http://energy.caeds.eng.uml.edu/fpdb/lrrdata.asp	Hasta 25 años en algunos sitios. Más confiable.
4. WRDC Solar Radiation and Radiation Balance Data.	http://wrdc-mgo.nrel.gov/	1984 a 1993. Pocas estaciones en Ecuador

ANEXO 3.6



SUNNY MINI CENTRAL 6000TL / 7000TL / 8000TL



S/MC 6000TL / S/MC 7000TL / S/MC 8000TL

De gran rendimiento

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

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

Seguro

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

Sencillo

- Sistema de conexión de CC SUNCLIX

SUNNY MINI CENTRAL 6000TL / 7000TL / 8000TL

Equipos de alto rendimiento que permiten múltiples combinaciones

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

Datos técnicos	Sunny Mini Central 6000TL	Sunny Mini Central 7000TL	Sunny Mini Central 8000TL
Entrada (CC)			
Potencia máxima de CC (con $\cos \phi=1$)	6200 W	7200 W	8250 W
Tensión máx. de CC	700 V	700 V	700 V
Rango de tensión MPP	333 V - 500 V	333 V - 500 V	333 V - 500 V
Tensión nominal de CC	350 V	350 V	350 V
Tensión de CC mín. / tensión inicial	330 V / 400 V	330 V / 400 V	330 V / 400 V
Corriente máx. de entrada / por String	19 A / 19 A	22 A / 22 A	25 A / 25 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) / String por seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)	1 / 4	1 / 4	1 / 4
Salida (CA)			
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	6000 W	7000 W	8000 W
Potencia aparente de CA máxima	6000 VA	7000 VA	8000 VA
Tensión nominal de CA; rango	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V {262 V*}	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V {262 V*}	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V {262 V*}
Frecuencia de red de CA; rango	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz
Corriente máx. de salida	27 A	31 A	35 A
Factor de potencia ($\cos \phi$)	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión / Power Balancing	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●
Rendimiento			
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	98,0 % / 97,7 %	98,0 % / 97,7 %	98,0 % / 97,7 %
Dispositivos de protección			
Protección contra polarización inversa (CC) / corriente inversa	●/—	●/—	●/—
Seccionador de carga de CC ESS	●	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●
Monitorización de cortocircuito a tierra	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●
Con separación galvánica / unidad de monitorización de corriente de fallo sensible a la corriente universal	—/●	—/●	—/●
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable	—	—	—
Reconocimiento de fallos de String	—	—	—
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III	I / III
Datos generales			
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Peso	31 kg	32 kg	33 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emissiones de ruido (típicas)	≤ 31 dB(A)	≤ 33 dB(A)	≤ 40 dB(A)
Consumo característico nocturno	0,25 W	0,25 W	0,25 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según CEI 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Clase climática (según CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
Características			
Conexión de CC: SUNCLIX	●	●	●
Conexión de CA: terminal de tornillo / terminal de muelle	●/—	●/—	●/—
Display: línea de texto / gráfico	●/—	●/—	●/—
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	o/o	o/o	o/o
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	●/o/o/o/o/o	●/o/o/o/o/o	●/o/o/o/o/o
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940*, RD 1663, PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PPDS		

* Sólo válido para la versión IT ** No se aplica a todas las desviaciones nacionales de la norma EN 50438

● De serie ○ Opcional — No disponible

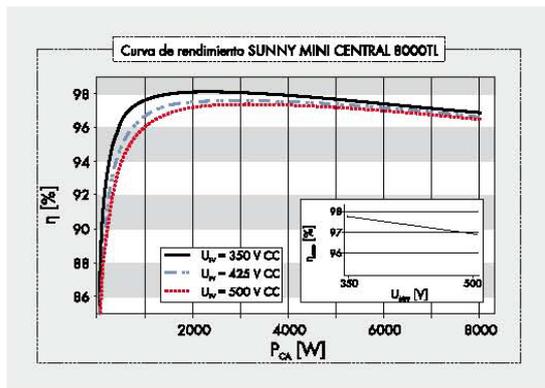
Datos en condiciones nominales

Modelo comercial

SMC 6000TL

SMC 7000TL

SMC 8000TL



Accesorios



Interfaz RS485 485PB-NR



Bluetooth® Piggy-Back
BTBINV-NR



Conector
PBL-SMC-10-NR del
SMA Power Balancer

ANEXO 3.7

Tabla 1. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2000 V nominales y 60°C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30°C.

Calibre AWG o kcmil	Área de la sección transversal nominal mm ²	Temperatura nominal del conductor					
		60°C	75°C	90°C	60°C	75°C	90°C
		TW TWD CCE	THW, RHW THW-LS THWN XHHW	RHH, RHW-2 THHN, THW-2 TTHW-LS, XHHW-2	UF	RHW XHHW	RHW-2 XHHW XHHW-2 DRS
		Cobre			Aluminio		
14	2,08	20*	20*	25*	-	-	-
12	3,31	25*	25*	30*	-	-	-
10	5,26	30	35*	40*	-	-	-
8	8,37	40	50	55	-	-	-
6	13,3	55	65	75	40	50	60
4	21,2	70	85	95	55	65	75
2	33,6	95	115	130	75	90	100
1/0	53,5	125	150	170	100	120	135
2/0	67,4	145	175	195	115	135	150
3/0	85,0	165	200	225	130	155	175
4/0	107	195	230	260	150	180	205
250	127	215	255	290	170	205	230
300	152	240	285	320	190	230	255
350	177	260	310	350	210	250	280
400	203	280	335	380	225	270	305
500	253	320	380	430	260	310	350
600	304	355	420	475	285	340	385
750	380	400	475	535	320	385	435
1000	507	455	545	615	375	445	500

* A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no se debe superar 15 A para 14 AWG, 20 A para 12 AWG y 30 A para 10 AWG, todos de cobre.

ANEXO 3.8

TABLA 2
Tabla C8. Número máximo de conductores y cables de aparatos en ductos metálicos rígidos (según la Tabla 1, Capítulo 9)

Letras tipo	Calibre del conductor AWG/ MCM	SECCIÓN COMERCIAL EN PULGADAS											
		½	¾	1	1¼	1½	2	2½	3	3½	4	5	6
TW	14	9	15	25	44	59	98	140	216	288	370	581	839
	12	7	12	19	33	45	75	107	165	221	284	446	644
	10	5	9	14	25	34	56	80	123	164	212	332	480
	8	3	5	8	14	19	31	44	68	91	118	185	267
RHH*, RHW*, RHW-2, THHW	14	6	10	17	29	39	65	93	143	191	246	387	558
THW, THW-2	12	5	8	13	23	32	52	75	115	154	198	311	448
RHH*, RHW*, RHW-2*, THHW, THW	10	3	6	10	18	25	41	58	90	120	154	242	350
RHH*, RHW*, RHW-2*, THHW, THW	8	1	4	6	11	15	24	35	54	72	92	145	209
RHW-2*, THHW, THW	6	1	3	5	8	11	18	27	41	55	71	111	160
THHW, THW	4	1	1	3	6	8	14	20	31	41	53	83	120
THW-2	3	1	1	3	5	7	12	17	26	35	45	71	103
RHH*	2	1	1	2	4	6	10	14	22	30	38	60	87
RHW*	1	1	1	1	3	4	7	10	15	21	27	42	61
RHW-2*	1/0		1	1	2	3	6	8	13	18	23	36	52
TW, THW	2/0		1	1	2	3	5	7	11	15	19	31	44
THHW	3/0		1	1	1	2	4	6	9	13	16	26	37
THW-2	4/0			1	1	1	3	5	8	10	14	21	31
	250			1	1	1	3	4	6	8	11	17	25
	300			1	1	1	2	3	5	7	9	15	22
	350				1	1	1	3	5	6	8	13	19
	400				1	1	1	3	4	6	7	12	17
	500				1	1	1	2	3	5	6	10	14
	600				1	1	1	1	3	4	5	8	12
	700					1	1	1	2	3	4	7	10
	750					1	1	1	2	3	4	7	10
	800					1	1	1	2	3	4	6	9
	900					1	1	1	1	3	4	6	8
	1.000						1	1	1	2	3	5	8
	1.250						1	1	1	1	2	4	6
	1.500						1	1	1	1	2	3	5
	1.750							1	1	1	1	3	4
	2.000							1	1	1	1	3	4

* Los cables RHH, RHW y RHW-2, sin recubrimiento externo.

ANEXO 3.9

Energías Renovables

14.2.4.5. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO

14.2.4.5.1. Descripción

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 sujetarán a la Norma Ecuatoriana

14.2.4.5.2. Especificaciones

- a. El sistema fotovoltaico debe disponer de elementos de seccionamiento manual para operación y mantenimiento.
 - b. Se debe proporcionar una conexión a tierra de los equipos.
 - c. El electrodo de tierra debe ser una o varias varillas de acero recubierto de cobre (copperweld) de no menos de 16mm (5/8 pulgadas) de diámetro y 1,8 m de longitud, enterrada verticalmente en su totalidad. La abrazadera de conexión al electrodo de tierra deberá ser resistente a la corrosión, de preferencia de cobre o bronce, o unión termo soldada.
 - d. La resistividad de la tierra debe ser menor a 20 ohms
 - e. El cable del sistema de puesta a tierra de los equipos, en cualquiera de los casos, podrá ser de cobre desnudo o aislado y el calibre se debe dimensionar de acuerdo a las características eléctricas de la instalación, según el código eléctrico ecuatoriano.
 - f. Los sistemas deben incluir una protección contra descargas o sobre voltajes directos o inducidos (varistores), tanto en la parte de CC como en la de CA.
 - g. La conexión a tierra de la parte continua del sistema se la hará de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes de los equipos instalados, debiendo prevalecer siempre la condición de seguridad de las personas.
- a. Protecciones adicionales para SFV conectados a la red.**
- h. Las instalaciones fotovoltaicas que tengan conexión a la red deben tener un dispositivo de auto desconexión automática cuando no exista voltaje en la red, y no podrán reconectarse a ella hasta que dicho voltaje sea el nominal.
 - i. La instalación debe contar con un interruptor general manual accesible al personal de la compañía eléctrica, para la desconexión manual
 - j. La instalación debe contar con un interruptor magneto térmico para protección de equipos en caso de sobre intensidades, que puede actuar también como interruptor general manual
 - k. La instalación debe contar con un interruptor automático diferencial en la parte de alterna para protección de personas
 - l. La instalación debe contar con un interruptor de interconexión para desconexión – conexión en caso de variación de la frecuencia y voltaje de la red según los siguientes límites: +/- 5% frecuencia nominal y +/- 10% voltaje nominal; respectivamente, junto con un relé de encavamiento. El rearme del sistema de conmutación debe ser automático.
- b. Puesta a tierra en los SFV conectados a la red.**
- m. Todas las estructuras y cajas de equipos deben ser puestos a tierra, tanto de la parte de continua como de alterna.
 - n. En el circuito de CA el neutro del sistema trifásico o uno de los cables del sistema bifásico deben estar conectados a tierra.

ANEXO 4.1

Energías Renovables

$$Q_u = fL_{TOT} \quad (14-a6)$$

Siendo Q_u el calor aportado por el sistema solar.

Cálculo de la demanda energética

La demanda energética se calcula mes a mes, según la tabla de necesidades de ACS

$$L_{TOT} = C \left(\frac{\text{lítros}}{\text{persona y día}} \right) N_H N_M \rho_{H2O} c_{pH2O} (T_{ACS} - T_{red}) \quad (14-a7)$$

Donde ρ_{H2O} es la densidad del agua, c_{pH2O} es la capacidad calorífica del agua (4,18 kJ/kg·K), N_M son los días del mes, N_H el número de usuarios y $(T_{ACS} - T_{red})$ es el salto térmico entre la temperatura del agua de la red y la temperatura del agua caliente que deseamos, en este caso la impondremos en 60 °C.

Cálculo de la radiación sobre superficie inclinada

Si bien el cálculo de la radiación sobre superficie inclinada puede ser muy complicado, en esta guía se recomienda el uso de las tablas que se detallan a continuación para encontrar la media mensual de radiación diaria sobre la superficie del captador según la ecuación siguiente:

$$\bar{H}_T = k * \bar{H} \quad (14-a8)$$

Donde \bar{H} es la media mensual diaria de radiación sobre superficie horizontal y k se escoge de entre las tablas que se encuentran a continuación. Una latitud positiva significa norte y una latitud negativa significa sur.

TABLAS 14.B1.1. VALOR k SEGÚN LATITUD Y MESES DEL AÑO

Latitud: 2°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96	0.97	0.98	1	1.01	1.01	1.03
10	1.04	1.02	0.99	0.96	0.93	0.92	0.93	0.96	0.99	1.02	1.04	1.05
15	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.87	0.89	0.93	0.98	1.02	1.05	1.06
20	1.05	1.01	0.96	0.89	0.84	0.82	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07
25	1.04	1	0.93	0.85	0.79	0.76	0.78	0.84	0.93	1.01	1.06	1.07
30	1.03	0.98	0.9	0.8	0.73	0.69	0.72	0.8	0.89	0.99	1.05	1.06
35	1.02	0.95	0.86	0.75	0.66	0.62	0.65	0.74	0.85	0.96	1.03	1.05
40	0.99	0.92	0.81	0.69	0.59	0.55	0.58	0.68	0.81	0.93	1.01	1.03
45	0.96	0.88	0.77	0.63	0.52	0.47	0.51	0.62	0.75	0.89	0.98	1
50	0.93	0.84	0.71	0.57	0.45	0.39	0.43	0.55	0.7	0.84	0.94	0.97
55	0.89	0.79	0.65	0.5	0.37	0.31	0.35	0.48	0.64	0.79	0.9	0.93
60	0.84	0.74	0.59	0.42	0.29	0.23	0.27	0.4	0.57	0.74	0.85	0.88
65	0.79	0.68	0.53	0.35	0.2	0.14	0.19	0.32	0.5	0.68	0.8	0.84
70	0.73	0.62	0.46	0.27	0.13	0.12	0.11	0.24	0.43	0.61	0.74	0.78

Energías Renovables

75	0.67	0.56	0.39	0.19	0.12	0.11	0.11	0.16	0.36	0.57	0.68	0.72
80	0.61	0.49	0.31	0.13	0.11	0.1	0.1	0.1	0.28	0.47	0.61	0.66
85	0.54	0.42	0.24	0.12	0.11	0.1	0.09	0.09	0.2	0.4	0.54	0.59
90	0.47	0.35	0.16	0.11	0.1	0.09	0.08	0.08	0.12	0.32	0.47	0.52

Latitud: 1°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96	0.97	0.98	1	1.01	1.02	1.03
10	1.03	1.02	0.99	0.96	0.93	0.92	0.93	0.96	0.99	1.02	1.04	1.04
15	1.04	1.01	0.97	0.93	0.89	0.87	0.88	0.92	0.97	1.02	1.05	1.06
20	1.04	1.01	0.95	0.89	0.84	0.81	0.83	0.88	0.95	1.01	1.05	1.06
25	1.04	0.99	0.92	0.85	0.78	0.75	0.77	0.84	0.92	1	1.05	1.06
30	1.03	0.97	0.89	0.8	0.72	0.69	0.71	0.79	0.89	0.98	1.04	1.05
35	1.01	0.95	0.85	0.74	0.65	0.62	0.65	0.73	0.84	0.95	1.02	1.04
40	0.98	0.91	0.81	0.67	0.58	0.54	0.57	0.67	0.8	0.92	1	1.02
45	0.95	0.87	0.76	0.62	0.51	0.46	0.5	0.61	0.74	0.88	0.97	0.99
50	0.92	0.83	0.7	0.56	0.43	0.38	0.42	0.54	0.69	0.83	0.93	0.96
55	0.88	0.78	0.64	0.49	0.35	0.3	0.34	0.46	0.63	0.78	0.89	0.92
60	0.83	0.73	0.58	0.41	0.27	0.21	0.26	0.39	0.56	0.73	0.84	0.87
65	0.78	0.67	0.51	0.34	0.19	0.13	0.17	0.31	0.49	0.66	0.79	0.82
70	0.72	0.61	0.45	0.26	0.13	0.12	0.11	0.23	0.42	0.6	0.73	0.77
75	0.66	0.55	0.37	0.18	0.12	0.11	0.11	0.15	0.34	0.53	0.67	0.71
80	0.6	0.48	0.3	0.13	0.11	0.1	0.1	0.1	0.26	0.46	0.6	0.64
85	0.53	0.41	0.23	0.12	0.11	0.1	0.09	0.09	0.19	0.39	0.53	0.58
90	0.46	0.34	0.15	0.11	0.1	0.09	0.08	0.08	0.11	0.31	0.46	0.51

Latitud: 0°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96	0.97	0.98	1	1.01	1.02	1.02
10	1.03	1.01	0.99	0.96	0.93	0.92	0.93	0.95	0.99	1.02	1.04	1.04
15	1.04	1.01	0.97	0.92	0.88	0.87	0.88	0.92	0.97	1.02	1.05	1.05
20	1.04	1	0.95	0.88	0.83	0.81	0.83	0.88	0.95	1.01	1.05	1.06
25	1.03	0.99	0.92	0.84	0.77	0.75	0.77	0.83	0.92	0.99	1.04	1.06
30	1.02	0.97	0.88	0.79	0.71	0.68	0.7	0.78	0.88	0.97	1.03	1.05
35	1	0.94	0.84	0.74	0.64	0.61	0.64	0.72	0.84	0.94	1.02	1.03
40	0.98	0.9	0.8	0.68	0.57	0.53	0.56	0.66	0.79	0.91	0.99	1.01
45	0.95	0.87	0.75	0.61	0.5	0.45	0.49	0.59	0.73	0.87	0.96	0.98

Energías Renovables

50	0.91	0.82	0.69	0.54	0.42	0.37	0.41	0.52	0.68	0.82	0.92	0.95
55	0.87	0.77	0.63	0.47	0.34	0.28	0.33	0.45	0.61	0.77	0.88	0.91
60	0.82	0.72	0.57	0.4	0.26	0.2	0.24	0.37	0.55	0.71	0.83	0.86
65	0.77	0.66	0.5	0.32	0.18	0.13	0.16	0.3	0.48	0.65	0.77	0.81
70	0.71	0.6	0.43	0.25	0.13	0.12	0.11	0.22	0.4	0.59	0.72	0.75
75	0.65	0.53	0.36	0.17	0.12	0.11	0.11	0.13	0.33	0.52	0.65	0.69
80	0.58	0.47	0.29	0.13	0.12	0.1	0.1	0.1	0.25	0.45	0.58	0.63
85	0.52	0.4	0.21	0.12	0.11	0.1	0.09	0.09	0.17	0.37	0.51	0.56
90	0.45	0.32	0.14	0.11	0.1	0.09	0.08	0.08	0.09	0.29	0.44	0.49

Latitud: -1°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96
10	0.93	0.96	0.99	1.02	1.04	1.04	1.03	1.02	0.99	0.96	0.93	0.92
15	0.88	0.92	0.97	1.02	1.05	1.06	1.04	1.01	0.97	0.93	0.89	0.87
20	0.83	0.88	0.95	1.01	1.05	1.06	1.04	1.01	0.95	0.89	0.84	0.81
25	0.77	0.84	0.92	1	1.05	1.06	1.04	0.99	0.92	0.85	0.78	0.75
30	0.71	0.79	0.89	0.98	1.04	1.05	1.03	0.97	0.89	0.8	0.72	0.69
35	0.65	0.73	0.84	0.95	1.02	1.04	1.01	0.95	0.85	0.74	0.65	0.62
40	0.57	0.67	0.8	0.92	1	1.02	0.98	0.91	0.81	0.67	0.58	0.54
45	0.5	0.61	0.74	0.88	0.97	0.99	0.95	0.87	0.76	0.62	0.51	0.46
50	0.42	0.54	0.69	0.83	0.93	0.96	0.92	0.83	0.7	0.56	0.43	0.38
55	0.34	0.46	0.63	0.78	0.89	0.92	0.88	0.78	0.64	0.49	0.35	0.3
60	0.26	0.39	0.56	0.73	0.84	0.87	0.83	0.73	0.58	0.41	0.27	0.21
65	0.17	0.31	0.49	0.66	0.79	0.82	0.78	0.67	0.51	0.34	0.19	0.13
70	0.11	0.23	0.42	0.6	0.73	0.77	0.72	0.61	0.45	0.26	0.13	0.12
75	0.11	0.15	0.34	0.53	0.67	0.71	0.66	0.55	0.37	0.18	0.12	0.11
80	0.1	0.1	0.26	0.46	0.6	0.64	0.6	0.48	0.3	0.13	0.11	0.1
85	0.09	0.09	0.19	0.39	0.53	0.58	0.53	0.41	0.23	0.12	0.11	0.1
90	0.08	0.08	0.11	0.31	0.46	0.51	0.46	0.34	0.15	0.11	0.1	0.09

Latitud: -2°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.01	1.01	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96

Energías Renovables

10	0.93	0.96	0.99	1.02	1.04	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.93	0.92
15	0.89	0.93	0.98	1.02	1.05	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.87
20	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.01	0.96	0.89	0.84	0.82
25	0.78	0.84	0.93	1.01	1.06	1.07	1.04	1	0.93	0.85	0.79	0.76
30	0.72	0.8	0.89	0.99	1.05	1.06	1.03	0.98	0.9	0.8	0.73	0.69
35	0.65	0.74	0.85	0.96	1.03	1.05	1.02	0.95	0.86	0.75	0.66	0.62
40	0.58	0.68	0.81	0.93	1.01	1.03	0.99	0.92	0.81	0.69	0.59	0.55
45	0.51	0.62	0.75	0.89	0.98	1	0.96	0.88	0.77	0.63	0.52	0.47
50	0.43	0.55	0.7	0.84	0.94	0.97	0.93	0.84	0.71	0.57	0.45	0.39
55	0.35	0.48	0.64	0.79	0.9	0.93	0.89	0.79	0.65	0.5	0.37	0.31
60	0.27	0.4	0.57	0.74	0.85	0.88	0.84	0.74	0.59	0.42	0.29	0.23
65	0.19	0.32	0.5	0.68	0.8	0.84	0.79	0.68	0.53	0.35	0.2	0.14
70	0.11	0.24	0.43	0.61	0.74	0.78	0.73	0.62	0.46	0.27	0.13	0.12
75	0.11	0.16	0.36	0.57	0.68	0.72	0.67	0.56	0.39	0.19	0.12	0.11
80	0.1	0.1	0.28	0.47	0.61	0.66	0.61	0.49	0.31	0.13	0.11	0.1
85	0.09	0.09	0.2	0.4	0.54	0.59	0.54	0.42	0.24	0.12	0.11	0.1
90	0.08	0.08	0.12	0.32	0.47	0.52	0.47	0.35	0.16	0.11	0.1	0.09

Latitud: -3°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.97
10	0.93	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.94	0.93
15	0.89	0.93	0.98	1.03	1.06	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.88
20	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.02	0.96	0.9	0.85	0.83
25	0.79	0.85	0.93	1.01	1.06	1.07	1.05	1	0.94	0.86	0.79	0.77
30	0.73	0.8	0.9	0.99	1.05	1.07	1.04	0.98	0.9	0.81	0.74	0.7
35	0.66	0.75	0.86	0.97	1.04	1.05	1.02	0.96	0.87	0.76	0.67	0.63
40	0.59	0.69	0.82	0.94	1.02	1.04	1	0.93	0.82	0.7	0.6	0.56
45	0.52	0.63	0.76	0.9	0.99	1.01	0.97	0.89	0.77	0.64	0.53	0.49
50	0.44	0.56	0.71	0.85	0.95	0.98	0.94	0.85	0.72	0.58	0.46	0.41
55	0.37	0.49	0.65	0.81	0.91	0.94	0.9	0.8	0.66	0.51	0.38	0.32
60	0.28	0.41	0.58	0.75	0.87	0.9	0.85	0.75	0.6	0.44	0.3	0.24
65	0.2	0.34	0.52	0.69	0.81	0.85	0.8	0.69	0.54	0.36	0.22	0.16
70	0.12	0.26	0.44	0.63	0.76	0.79	0.75	0.63	0.47	0.29	0.14	0.12
75	0.1	0.18	0.37	0.56	0.69	0.73	0.69	0.57	0.4	0.21	0.12	0.11

ANEXO 4.2

Mapa

Buscar

Datos

País - Región: Ecuador

Provin./Estado: n/d

Ubicación de datos meteorológicos: Guayaquil A

Ver mapa

Latitud: -2.2 °N

Longitud: -79.9 °E

Elevación: 9 m

Temperatura de diseño de la calefacción: 19.1 °C

Temperatura de diseño del aire acondicionado: 32.2 °C

Amplitud de la temperatura del suelo: 14.2 °C

Fuente: Suelo

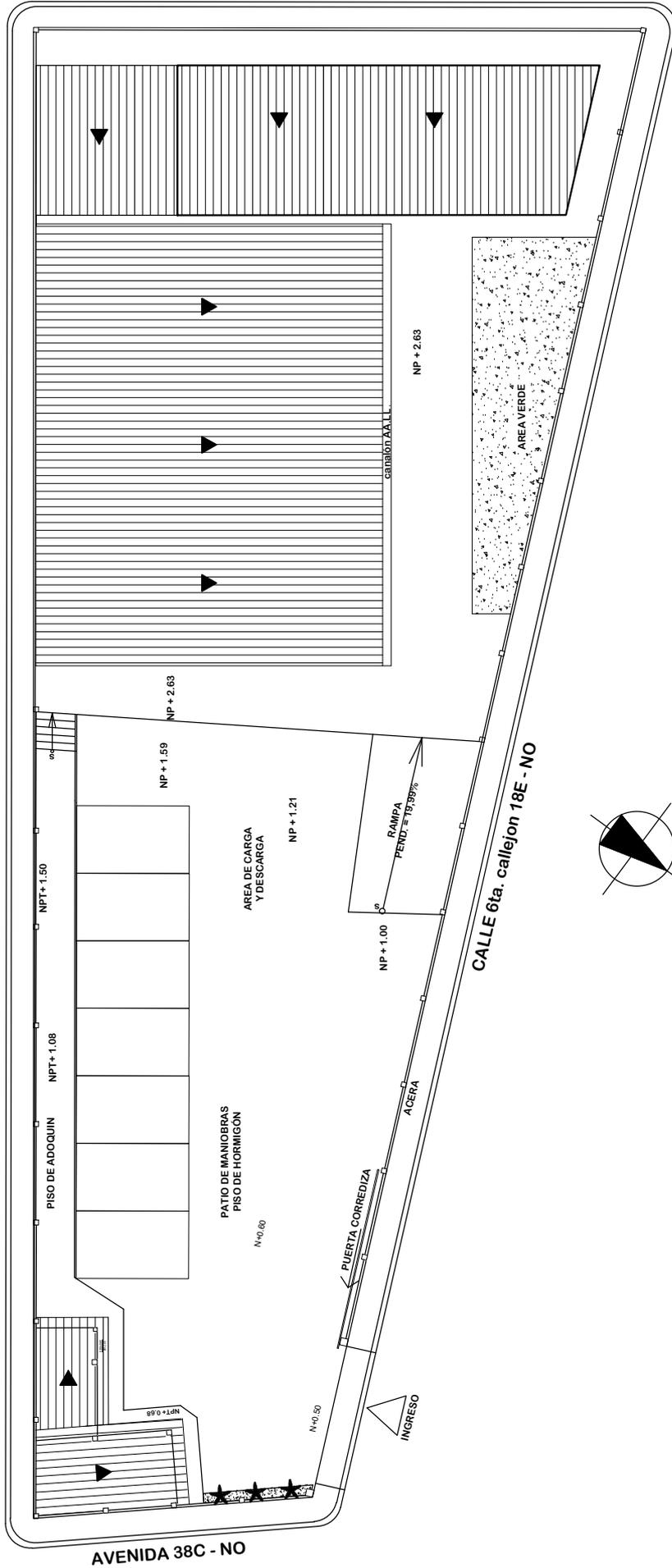
Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento 18 °C	Días-grado de enfriamiento 10 °C	
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d	
Enero	26.7	73.8%	3.42	101.5	2.3	25.7	0	518	
Febrero	26.7	79.5%	4.42	101.5	2.1	24.1	0	468	
Marzo	27.1	76.7%	3.39	101.4	2.2	24.1	0	530	
Abril	27.1	76.3%	4.36	101.4	2.2	24.9	0	513	
Mayo	26.4	74.1%	4.33	101.5	2.5	24.7	0	508	
Junio	25.2	74.6%	3.58	101.6	3.2	24.3	0	456	
Julio	24.4	74.8%	4.36	101.6	3.4	24.9	0	446	
Agosto	24.3	73.6%	3.64	101.6	3.6	26.7	0	443	
Setiembre	24.8	71.7%	5.69	101.6	3.6	28.3	0	444	
Octubre	24.9	71.8%	4.17	101.6	3.6	29.2	0	462	
Noviembre	25.4	70.7%	3.72	101.5	3.4	28.2	0	462	
Diciembre	26.4	69.0%	4.61	101.5	3.0	26.9	0	508	
Anual	25.8	73.8%	4.14	101.5	2.9	26.0	0	5.759	
Fuente	Suelo	Suelo	Suelo	Suelo	Suelo	NASA	Suelo	Suelo	
Medido a	m		10						0

10:14 AM

5/1/2015

PLANOS

CALLE 4ta. Paseo 18E - NO



IMPLANTACION Y CUBIERTA

Escala: 1:250

TITULO DEL PROYECTO:

DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADO A LA RED PARA AUTOCONSUMO EN UNA FÁBRICA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA



CONTIENE:

IMPLANTACION Y CUBIERTA

LAMINA: **1/6**

AUTOR:

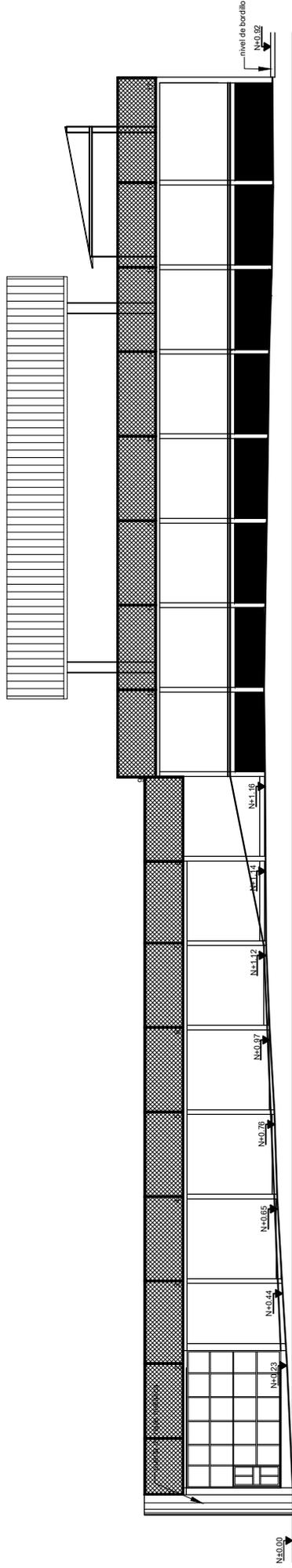
ERWIN AGUSTO AGILA SOTO

FECHA:

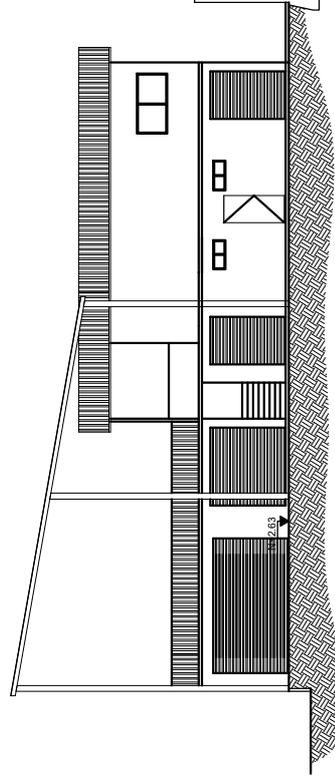
MAYO-2015

ESCALA:

1:250



ALZADO FACHADA PRINCIPAL
Escala: 1:250



ALZADO LATERAL IZQUIERDO
Escala: 1:250



TÍTULO DEL PROYECTO:
DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADO A LA RED PARA AUTOCONSUMO EN UNA FÁBRICA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA



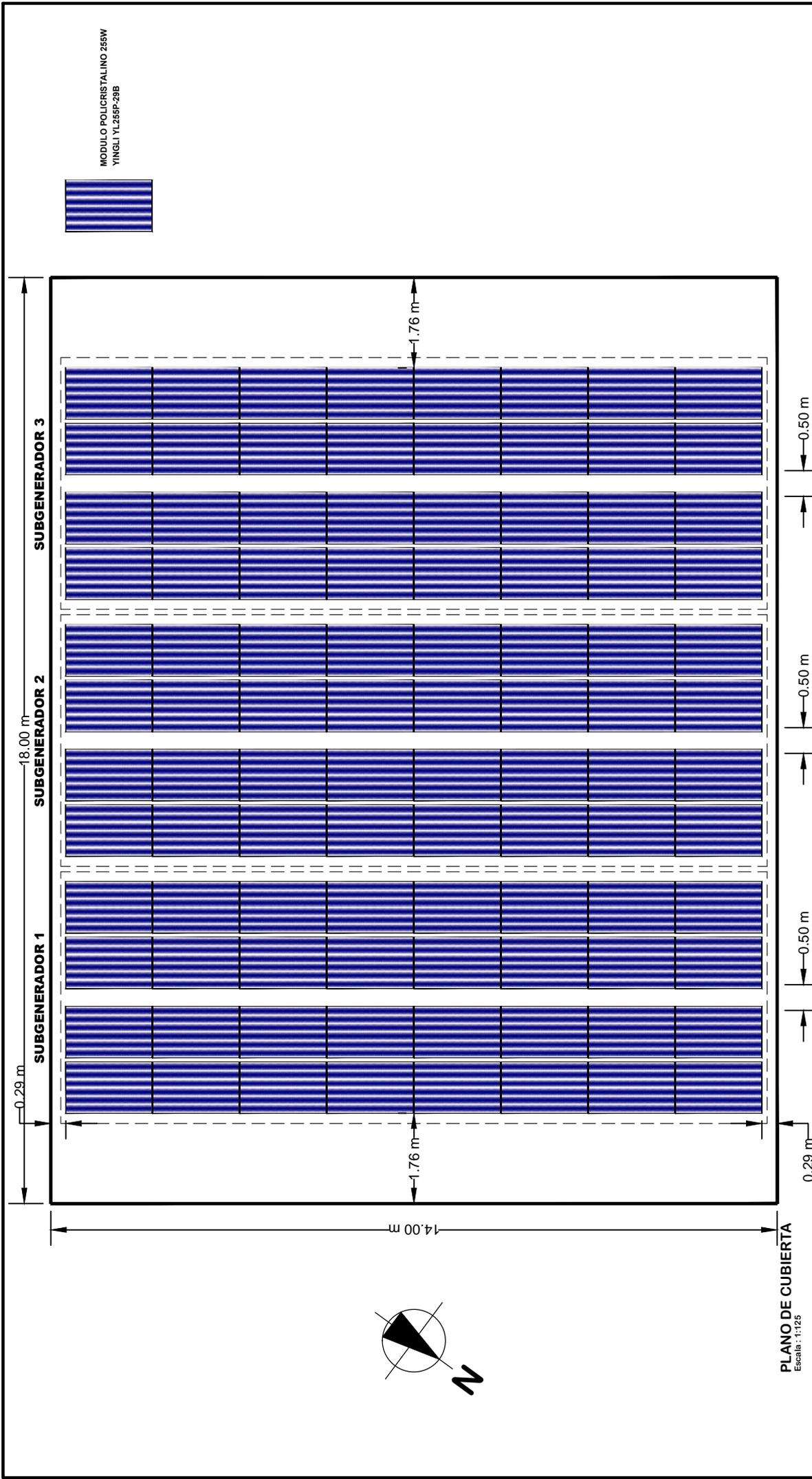
CONTIENE:
FACHADA PRINCIPAL
VISTA LATERAL

AUTOR:
ERWIN AGUSTO AGILA SOTO

FECHA:
MAYO-2015

LAMINA:
2/6

ESCALA:
1:250



LAMINA: **3/6**

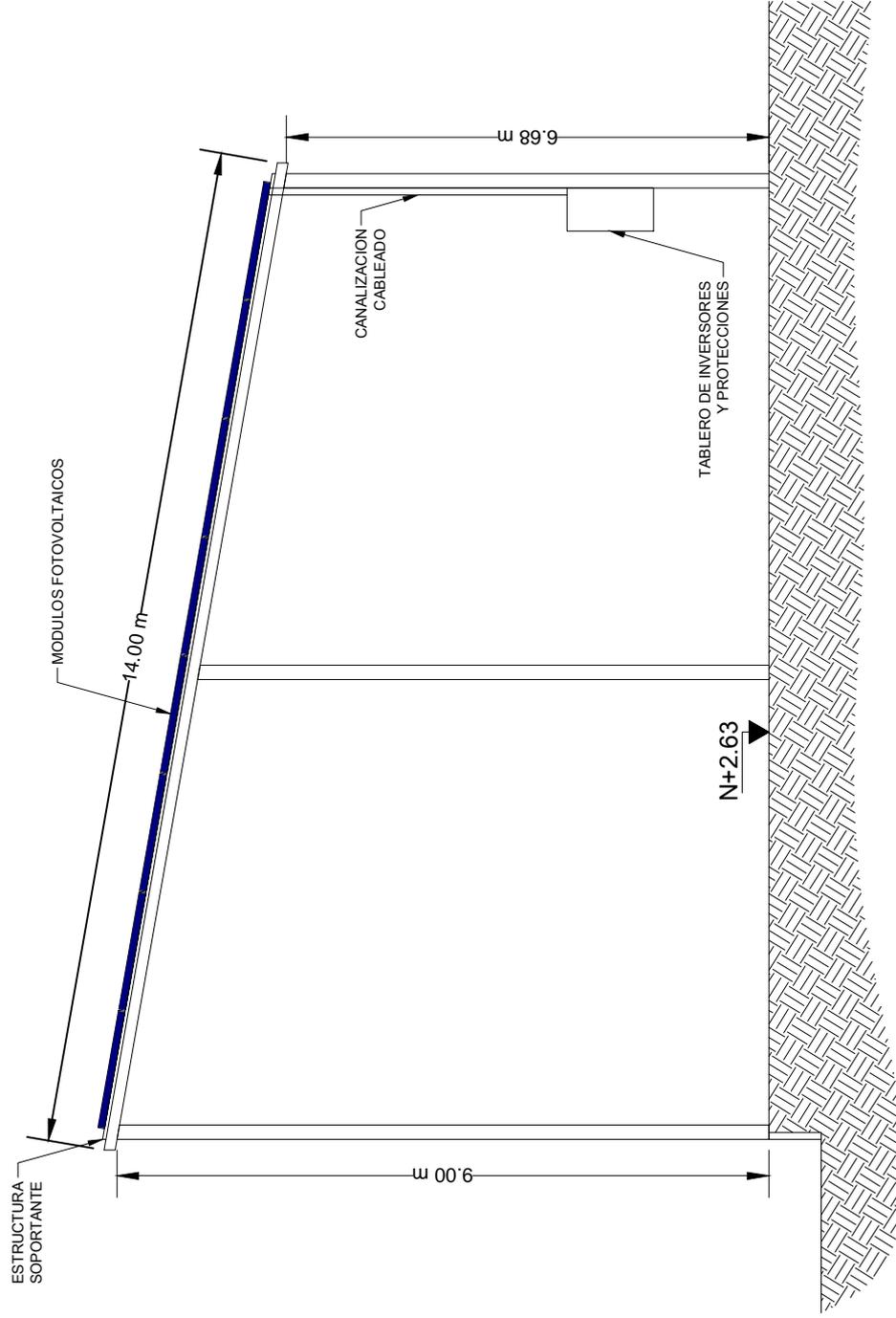
CONTIENE: **DISEÑO DE INSTALACION EN CUBIERTA**

AUTOR: **ERWIN AGUSTO AGILA SOTO**

FECHA: **MAYO-2015**

TITULO DEL PROYECTO:
DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADO A LA RED PARA AUTOCONSUMO EN UNA FÁBRICA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA





ALZADO VISTA LATERAL CUBIERTA
Escala: 1:100



TÍTULO DEL PROYECTO:
DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADO A LA RED PARA AUTOCONSUMO EN UNA FÁBRICA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA



CONTIENE:
ALZADO VISTA LATERAL CUBIERTA

AUTOR:
ERWIN AGUSTO AGILA SOTO

FECHA:
MAYO-2015

LAMINA:
4/6

ESCALA:
1:100

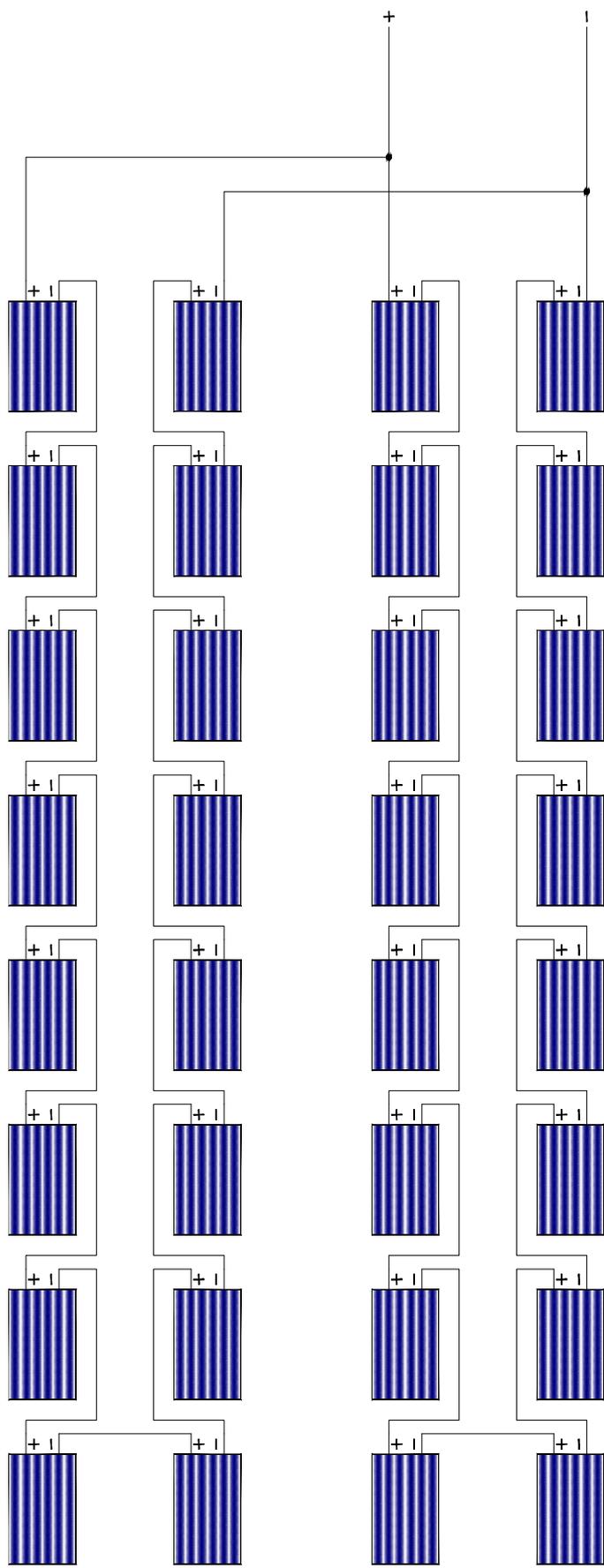


DIAGRAMA DE CONEXIONES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Escala: 1:125



TITULO DEL PROYECTO:
DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADO A LA RED PARA AUTOCONSUMO EN UNA FÁBRICA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA



CONTIENE:
DIAGRAMA DE CONEXIONES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

AUTOR:
ERWIN AGUSTO AGILA SOTO

LAMINA:
5/6

ESCALA:
1:125

FECHA:
MAYO-2015

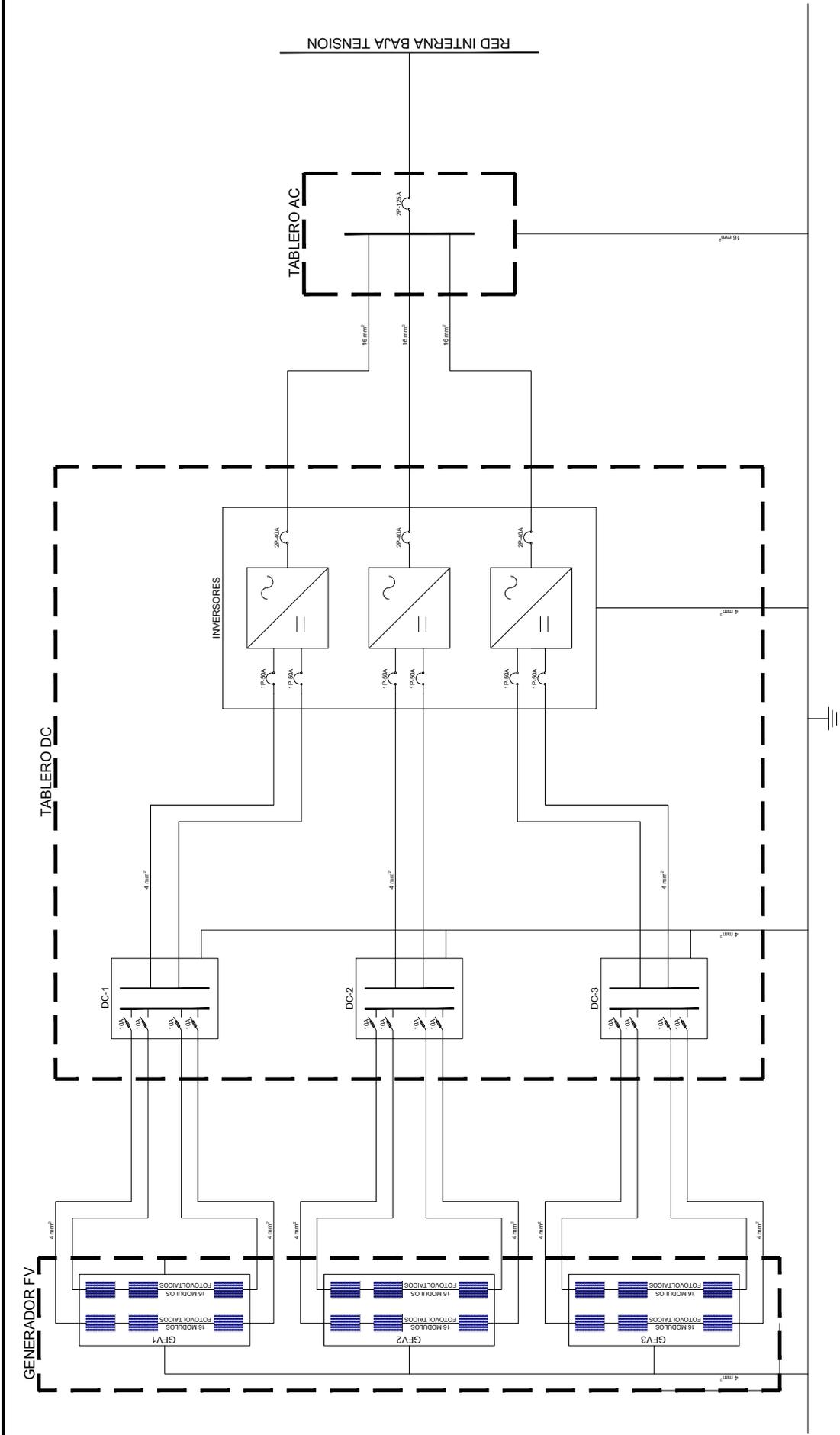


DIAGRAMA UNIFILAR ELECTRICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Escala: 1:125



TITULO DEL PROYECTO:
**DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN
 DISTRIBUIDA CONECTADO A LA RED PARA AUTOCONSUMO
 EN UNA FÁBRICA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS Y ANÁLISIS
 DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA**



CONTIENE:
**DIAGRAMA UNIFILAR ELECTRICO
 DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**

AUTOR:
ERWIN AGUSTO AGILA SOTO

LAMINA:
6/6

ESCALA:
1:125

FECHA:
MAYO-2015