



RESUMEN

En este trabajo se establece una propuesta de normativa para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red de la empresa distribuidora, y de esta forma generar potencia utilizando este tipo de sistemas para inyectarla a la red, contribuyendo al desarrollo energético del país, con el menor impacto ambiental posible.

Para el desarrollo de esta propuesta de normativa se recopiló información de países en los cuales se ha desarrollado este tipo de generación, así como normas internacionales que ayudaron a establecer los parámetros técnicos que deberían cumplir los diferentes equipos, para el diseño, construcción y funcionamiento de una instalación fotovoltaica, garantizando calidad de servicio; siempre y cuando se cumplan con los reglamentos vigentes en el país.

Con esta propuesta de normativa se busca que inversionistas y usuarios en general se sientan atraídos por fomentar este tipo de generación, que si bien es nueva en el Ecuador, ha brindado múltiples beneficios de tipo económico y ambiental en los países en los cuales se ha establecido y desarrollado con ayuda de sus gobiernos.



ÍNDICE GENERAL

CAPITULO I

INTRODUCCION.....	14
1.1 ANTECEDENTES.....	14
1.2 OBJETIVOS.....	15
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	15
1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	15
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	15
1.4 METODOLOGÍA.....	16

CAPITULO II

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	17
2.1 GENERALIDADES.....	17
2.1.1 FUENTES DE ENERGÍA.....	19
2.1.2 ENERGÍA SOLAR.....	20
2.1.3 IMPORTANCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	21
2.1.4 DESARROLLO SOSTENIBLE.....	21
2.1.5 ENERGÍA SOLAR.....	23
2.1.5.1 El sol.....	23
2.1.5.2 Transporte de la Energía.....	25
2.1.5.3 Constante Solar.....	26
2.1.6 VARIACIÓN DE LA RADIACIÓN EXTRATERRESTRE.....	26
2.1.7 IRRADIANCIA ESPECTRAL.....	28
2.1.8 MOVIMIENTOS DE LA TIERRA.....	28
2.1.9 COORDENADAS GEOGRÁFICAS: ALTITUD, LATITUD, LONGITUD.....	30
2.1.10 SOLSTICIOS Y EQUINOCCIOS.....	31
2.1.11 LA ESFERA CELESTE.....	34
2.1.12 POSICIÓN DEL SOL.....	36
2.1.12.1 Coordenadas Ecuatoriales.....	36
2.1.12.2 Coordenadas Horizontales.....	37
2.1.13 MOVIMIENTO ALREDEDOR DEL SOL.....	37
2.1.14 DIAGRAMAS SOLARES.....	38
2.1.15 MECANISMOS DE TRANSPORTE DE CALOR.....	39
2.1.16 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	39
2.1.16.1 Sistemas Aislados.....	39
2.1.16.2 Sistemas Conectados a la Red.....	41
2.1.16.3 Elementos de una Instalación Solar Fotovoltaica.....	43



2.1.16.3.1	Panel Fotovoltaico.....	43
2.1.16.3.2	Inversores.....	45
2.1.16.3.3	Tipos de Inversores.....	47
2.1.16.3.4	Dimensionamiento de Inversores.	47
2.1.16.3.5	Estructura de Soporte.....	47
2.1.16.3.6	Tipos de Estructuras.....	48
2.1.16.3.7	Seguidores Solares.....	49
2.1.16.3.8	Baterías.....	50
2.1.16.3.9	Reguladores de Tensión.....	51
2.2	ANÁLISIS DE LA POTENCIA A GENERARSE Y DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES.....	52
2.2.1	CÁLCULO DE LA POTENCIA A GENERARSE PARA INSTALACIONES DOMICILIARIAS.....	53
2.2.2	DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES PARA INSTALACIONES DOMICILIARIAS.....	61
2.2.3	CÁLCULO DE LA POTENCIA A GENERARSE PARA INSTALACIONES DE HASTA 50MW DE ACUERDO A LA REGULACIÓN NO. CONELEC- 004/11.....	64
2.2.3.1	Consideraciones para el Diseño de una Subestación.....	65
2.2.3.2	Procedimiento General del Diseño de una Subestación.....	65
2.2.3.2.1	Datos de Entrada.....	66
2.2.3.2.2	Datos Generales.....	66
2.2.3.3	Cálculo de Pérdidas por Sombreado.....	68
2.2.3.4	Cálculo de Pérdidas por Distancia entre Paneles.....	72
2.3	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE CALIDAD QUE DEBEN CUMPLIR LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	73
2.3.1	ARMÓNICOS.....	73
2.3.1.1	Orden del Armónico.....	74
2.3.1.2	La Distorsión Armónica.....	75
2.3.1.3	Efectos y Consecuencias de los Armónicos.....	76
2.3.1.4	Alternativas de Soluciones para el Control de Armónicos en Redes Eléctricas.....	77
2.3.2	TRANSITORIOS.....	79
2.4	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE EFICIENCIA CONSIDERANDO EL TRABAJO DE LOS PANELES EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA Y SUS POSIBLES MEJORAS (DISPOSITIVOS DE SEGUIMIENTO).....	81
2.4.1	CARACTERÍSTICA CORRIENTE-VOLTAJE.....	81
2.4.2	POTENCIA MÁXIMA Y EFICIENCIA.....	82
2.4.3	ANGULO DE INCLINACIÓN E INCIDENCIA.....	84
2.4.3.1	Sistemas de Seguimiento Solar de los Paneles.....	84
2.5	NIVELES DE SEGURIDAD.....	85
2.5.1	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	86



2.6	NORMATIVAS Y RECOMENDACIONES INTERNACIONALES APLICADAS DE ACUERDO A LAS CONDICIONES ECUATORIANAS Y DE LOS EQUIPOS.....	89
2.7	NORMATIVAS QUE DEBEN CUMPLIR LOS EQUIPOS PARA SU CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA.....	94
2.7.1	PANELES FOTOVOLTAICOS.	94
2.7.2	INVERSORES PARA CONEXIÓN A RED.	96
2.7.3	CONDUCTORES.	99
2.7.4	REGULADORES.	100

CAPITULO III

ANÁLISIS TÉCNICO LEGAL DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN. 101

3.1	ANÁLISIS DEL MARCO LEGAL DE LA CONSTITUCIÓN PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	101
3.1.1	CASOS DE EXCEPCIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	102
3.1.2	PRECIOS Y PLAZOS.	103
3.1.2.1	Energías Renovables no Convencionales.	103
3.1.2.2	Proceso de Calificación para Acceder a Precios Preferentes.	105
3.1.2.3	Período de Prueba.	106
3.1.2.4	Presentación de Solicitud.	106
3.1.2.5	Celebración del Contrato.	107
3.2	PROCEDIMIENTOS Y ESTUDIOS DE PRE FACTIBILIDAD QUE SE DEBEN REALIZAR PARA EL USO ÓPTIMO DEL RECURSO.....	107
3.3	ANÁLISIS DE LA FORMA DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	109
3.3.1	ACCESO AL SISTEMA DE UN DISTRIBUIDOR.	111
3.3.2	ENLACE CON LA RED DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.....	112
3.3.3	VERIFICACIÓN DE LA CONEXIÓN A LA RED.	113
3.4	ASPECTOS LEGALES EN CUANTO A PERMISOS DEL MINISTERIO DEL AMBIENTE.	114
3.4.1	NORMATIVA APLICABLE A LA PROTECCIÓN AMBIENTAL.	116
3.4.1.1	Estudio de Impacto Ambiental.....	116
3.4.1.2	Plan de Manejo Ambiental.	117
3.4.1.3	Auditoria.	118
3.4.1.4	Obligaciones de los Concesionarios y Titulares de Permisos y Licencias.....	118
3.4.1.5	Aprobación.....	119



CAPITULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	120
4.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	120
4.1.1 COSTOS DEL PROYECTO.....	121
4.2 ANÁLISIS CON EL PRECIO ESTABLECIDO POR LA REGULACIÓN EMITIDA POR EL CONELEC.....	122
4.3 ESTUDIO DEL MÉTODO DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ENTREGADA DE ACUERDO A LA REGULACIÓN VIGENTE.....	123
4.3.1 SISTEMA DE MEDICIÓN Y FACTURACIÓN.....	123
4.4 ANÁLISIS CON LA TARIFA ESTABLECIDA CONSIDERANDO EL NIVEL DE POTENCIA GENERADO EN LAS HORAS DE MAYOR DEMANDA, ASÍ COMO EN LAS DE MENOR DEMANDA.	126

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	128
5.1 CONCLUSIONES.....	128
5.2 RECOMENDACIONES.	131
 BIBLIOGRAFIA	 132



ANEXOS

ANEXO 1

“PROYECTO DE NORMATIVA DE LA E.E.R.C.S. PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”.....135

ANEXO 2

REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11.....164

ANEXO 3

INFORMACIÓN INVERSOR MASTERVOLT XS200.....172

ANEXO 4

INFORMACIÓN PANEL FOTOVOLTAICO WD SUNTECH.....173

ANEXO 5

INFORMACIÓN TÉCNICA CATALOGO EXSHELLENT.....175

ANEXO 6

INFORMACIÓN GRADO DE PROTECCION IP.....178

ANEXO 7

MODELO DE CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ENTRE EL GENERADOR QUE PRODUCE ENERGÍA CON RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.....180



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Características del sol.....	20
Tabla 2.2	Horas de sol pico en la ciudad de Cuenca.....	55
Tabla 2.3	Potencia anual generada en un sistema de 1.5 kW.....	56
Tabla 2.4	Calibre de conductores utilizados en Instalaciones Fotovoltaicas.....	64
Tabla 2.5	Estudios para el diseño de una subestación.....	68
Tabla 3.1	Precios preferentes de energías renovables en (cUSD/kWh).....	103
Tabla 3.2	Precios preferentes en centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW en (cUSD/kWh).....	104
Tabla 4.1	Potencia anual generada en un sistema de 350kW.....	123



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Emisiones de CO ₂ según el tipo de combustible.....	22
Figura 2.2	Estructura del sol.....	23
Figura 2.3	Variación de la energía solar.....	26
Figura 2.4	Comportamiento de la irradiancia solar extraterrestre.....	27
Figura 2.5	Irradiación solar espectral.....	28
Figura 2.6	Movimiento de rotación.....	29
Figura 2.7	Movimiento de precesión.....	29
Figura 2.8	Movimientos de la Tierra.....	30
Figura 2.9	Coordenadas geográficas.....	30
Figura 2.10	Duración del día y la noche.....	32
Figura 2.11	Duración del día y la noche.....	33
Figura 2.12	Posición de los trópicos y círculos polares.....	34
Figura 2.13	Esfera celeste.....	35
Figura 2.14	Posición de Zenit y Nadir.....	35
Figura 2.15	Coordenadas ecuatoriales.....	36
Figura 2.16	Coordenadas horizontales.....	37
Figura 2.17	Diagrama solar.....	38
Figura 2.18	Sistema aislado.....	40
Figura 2.19	Sistema conectado a red.....	41
Figura 2.20	Diagrama del principio de funcionamiento de una planta fotovoltaica conectada a la red.....	41
Figura 2.21	Sistemas domésticos fotovoltaicos conectados a la red.....	42
Figura 2.22	Panel fotovoltaico.....	44
Figura 2.23	Inversor.....	45
Figura 2.24	Conexión del inversor.....	46
Figura 2.25	Estructuras de soporte.....	48
Figura 2.26	Tipos de estructuras.....	48
Figura 2.27	Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica en la superficie terrestre.....	52
Figura 2.28	Explicación gráfica de las horas sol pico.....	55



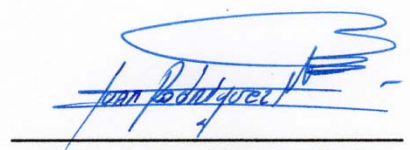
Figura 2.29	Montea solar en el mes de enero.....	57
Figura 2.30	Montea solar en el mes de febrero.....	57
Figura 2.31	Montea solar en el mes de marzo.....	58
Figura 2.32	Montea solar en el mes de abril.....	58
Figura 2.33	Montea solar en el mes de mayo.....	58
Figura 2.34	Montea solar en el mes de junio.....	59
Figura 2.35	Montea solar en el mes de julio.....	59
Figura 2.36	Montea solar en el mes de agosto.....	59
Figura 2.37	Montea solar en el mes de septiembre.....	60
Figura 2.38	Montea solar en el mes de octubre.....	60
Figura 2.39	Montea solar en el mes de noviembre.....	60
Figura 2.40	Montea solar en el mes de diciembre.....	61
Figura 2.41	Tipo de conductores utilizados en una instalación fotovoltaica.....	63
Figura 2.42	Diagrama de trayectorias del sol.....	69
Figura 2.43	Perfil de obstáculos.....	70
Figura 2.44	Cálculo de pérdidas por sombreado mediante CENSOL 5.....	71
Figura 2.45	Cálculo de pérdidas por distancia entre paneles.....	72
Figura 2.46	Armónicos.....	74
Figura 2.47	Onda compuesta por la onda fundamental, tercer y quinto armónico.....	75
Figura 2.48	Configuración esquemática del sistema.....	80
Figura 2.49	Potencia máxima y eficiencia de una célula solar.....	82
Figura 4.1	Sistemas de medición.....	124
Figura A.1	Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica en la superficie terrestre.....	137
Figura A.2	Curva Característica del panel fotovoltaico.....	137

Yo, **Juan Esteban Bermeo Bermeo**, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.



Juan Esteban Bermeo Bermeo.
0104235643

Yo, **Juan Carlos Rodríguez Méndez**, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

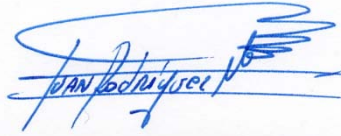

Juan Carlos Rodríguez Méndez
0103870143

Yo, Juan Esteban Bermeo Bermeo, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.



Juan Esteban Bermeo Bermeo
0104235643

Yo, Juan Carlos Rodríguez Méndez, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.



Juan Carlos Rodríguez Méndez
0103870143



CAPITULO 1.

INTRODUCCION.

En este capítulo se explican los antecedentes considerados para el desarrollo de este trabajo de investigación, así como el planteamiento de los objetivos que se pretenden alcanzar con la realización del mismo mediante su respectiva justificación y siguiendo la metodología planteada.

1.1 ANTECEDENTES.

El avance de la tecnología y las innovaciones, a más de presentar múltiples beneficios y comodidades obligan a buscar nuevas fuentes de energía para reemplazar a las tradicionales, que a más de ser contaminantes van en camino a la extinción debido a la explotación desmesurada de recursos a base de combustibles fósiles en búsqueda de proveer el suministro requerido por la población en continuo crecimiento.

Es así que se hace indispensable el uso de nuevas alternativas de obtención de energía, las cuales no son difundidas en nuestro medio de manera significativa, pero que en otros países han tenido una gran acogida. En el caso de nuestro país lo que se pretende es entrar en el campo de las energías renovables con gran fuerza, pero lo que se requiere de manera clara y concisa es una normativa en la cual se establezcan los reglamentos del tipo técnico, legal y administrativo para su instalación y explotación.

Se pretende establecer una norma en la cual se consideren todos los aspectos que implique la generación y comercialización de energía, utilizando sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de distribución.

Al final se espera conseguir una normativa que pueda ser utilizada como una ayuda para las futuras implementaciones fotovoltaicas en la región y a futuro en el país.



1.2 OBJETIVOS.

1.2.1 OBJETIVO GENERAL.

Establecer una propuesta de normativa para la implementación y explotación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. (CENTROSUR), haciendo el análisis costo beneficio que esto exige.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.

Analizar los parámetros, condiciones técnicas y normas que deben cumplir los equipos para la implementación y explotación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución, considerando aspectos de eficiencia, niveles de seguridad, costos, etc.

Considerar para el estudio del proyecto los aspectos legales, que se deben tomar en cuenta para su desarrollo (calificación y obtención de títulos habilitantes en relación con la regulación CONELEC No. 004/11).

Realizar el análisis de costos de inversión, mantenimiento, explotación y beneficios que presenten este tipo de proyectos de generación tomando en consideración los precios establecidos en la regulación CONELEC No. 004/11.

1.3 JUSTIFICACIÓN.

Actualmente en el país no se cuenta con una normativa que permita la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red, razón por la cual mediante este proyecto lo que se propone a la E.E.R.C.S, es establecer las características técnicas y legales, que deberían cumplir estas instalaciones para su correcto funcionamiento en



nuestro medio, haciendo un análisis costo beneficio que se tendría al implementar dichos sistemas, dentro del marco de la regulación No. CONELEC-004/11.

1.4 METODOLOGÍA.

La metodología que se utilizará para el desarrollo de este proyecto está basada en:

- Información validada referente a la investigación que se propone, para lo cual se recurrirá a textos, recopilación de información proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, así como por otras fuentes de información incluido el CONELEC, estatutos y regulaciones extranjeras y personas relacionadas con el tema.
- Los objetivos referentes a dicha investigación de manera general y específica.
- Se planteará un diseño de investigación considerando las respectivas fuentes de datos para la obtención de información referente a cada uno de los capítulos planteados (investigación bibliográfica y a través del internet).
- Análisis de los datos obtenidos en las investigaciones y de las diferentes fuentes de información, para establecer la respuesta al problema planteado, que en este caso, es el establecimiento de la normativa para los sistemas fotovoltaicos.



CAPITULO 2.

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

2.1 GENERALIDADES.

La energía se define de manera general como toda causa capaz de producir un trabajo, su manifestación se nota en la producción de un trabajo o su transformación en otra forma de energía, lo que lleva a considerar como principio general de la naturaleza, que la energía ni se crea, ni se destruye, solamente se transforma.

En general la energía permanece constante pero puede cambiar de forma, lo que tiene lugar mediante diferentes dispositivos y procesos, entre los cuales se cita a la célula fotovoltaica como convertidor directo de gran trascendencia, la célula fotovoltaica transforma la energía de los fotones incidentes en corriente eléctrica, como antecedente se puede decir que, gracias al desarrollo de las células fotovoltaicas ha sido posible los viajes espaciales.

La producción de energía aprovechando la luz del sol se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico, que se produce al incidir la luz sobre unos materiales semiconductores, los mismos que generan un flujo de electrones en el interior del material que puede ser aprovechado para obtener energía eléctrica.

Un panel fotovoltaico está constituido por varias células fotovoltaicas que se conectan entre sí en serie, paralelo o serie-paralelo, dependiendo del valor de tensión e intensidad que se desea producir, formando de esta manera los llamados módulos fotovoltaicos.

Debido a su capacidad de generación, en el mercado existe una gran cantidad y variedad de módulos fotovoltaicos: grandes o pequeños; rígidos o flexibles (incluso enrollables); en forma de placa, de teja o de ventana; con marco incorporado o no; con soporte orientable mecánicamente o no (a través de sensores se pueden



orientar para captar la mayor radiación solar¹ en el caso de los campos solares) y de distintas tonalidades.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por:

- Tener una simplicidad del sistema y ser de fácil instalación.
- Son modulares, pueden acoplarse entre sí y conformar módulos de mayor capacidad.
- Tienen larga duración, la vida útil de los módulos es superior a 30 años.
- Requieren bajo mantenimiento, en la mayoría de los casos mantenimiento nulo.
- Son muy fiables.
- En el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red no producen ningún tipo de contaminación ambiental.
- Su funcionamiento es totalmente silencioso.

La electricidad producida por un panel fotovoltaico es en corriente continua y sus parámetros característicos (intensidad y tensión) varían con la radiación solar que incide sobre las células y con la temperatura ambiente. La electricidad que es generada con energía solar fotovoltaica puede ser transformada en corriente alterna, con las mismas características que la electricidad de la red convencional, mediante la utilización de inversores.

La función que realiza el inversor es transformar la energía de corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna. Al conectar la salida del inversor a la red eléctrica, se inyecta la potencia generada para el consumo directo de la misma. De esta manera se está actuando como productores de energía, lo que significa que se tendrán beneficios económicos por realizar esta actividad. Para esto se tendrá que instalar un sistema de medición antes de la conexión a la red para realizar la medición y facturación de la energía producida a la empresa distribuidora, en nuestro caso a la E.E.R.C.S.²

¹ Radiación Solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

² De sus siglas Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.



Estos inversores monitorean también el comportamiento del sistema fotovoltaico, contando con los sistemas de protección adecuados ante la variación de los parámetros de voltaje, corriente y frecuencia.

Para un mejor análisis de estos sistemas se debe conocer los tipos de instalaciones solares fotovoltaicas que existen, las mismas se dividen en dos grandes grupos: sistemas aislados o conocidos como sistemas autónomos, sin conexión a la red eléctrica y sistemas conectados a la red eléctrica.

Para un mejor entendimiento de la aplicación de los sistemas fotovoltaicos se tiene que revisar la fuente de energía, que en este caso, es el sol y cuáles son los diferentes aspectos que conllevan a obtener la energía eléctrica partiendo del mismo.

2.1.1 FUENTES DE ENERGÍA.

Las fuentes de energía se pueden clasificar en primarias o secundarias, dependiendo de que la misma pueda obtenerse de manera directa a partir del sol, o recurriendo a otra fuente³.

Además de esto, se puede clasificar a las fuentes de energía como renovable y no renovable, en el campo de la energía renovable se considera a aquella que se siga produciendo y que su consumo represente un repuesto, que a la larga se volverá a utilizar, mientras que la energía no renovable es aquella que ya no se produzca y cuyo consumo termine por agotar la reserva.

Por lo tanto dentro de la energía no renovable se encuentran las reservas fósiles como: el petróleo, gas natural y el carbón; mientras tanto son energías renovables la energía solar, la hidráulica, la eólica, la biomasa, y la energía debida a mareas, olas y gradientes térmicos permanentes.

³ José M^a de Juana Sardón (2003), "Energías Renovables para el Desarrollo"



2.1.2 ENERGÍA SOLAR.

El sol produce constantemente energía electromagnética, así lo viene haciendo desde unos 4.5 millones de años, esta radiación que llega del sol, es la principal fuente de energía sobre la tierra, toda la energía disponible procede de forma directa o indirecta del sol, salvo la nuclear.

La energía procedente del sol es enorme, tanto así que para ponerlo en perspectiva, se calcula que la energía que nos llega a la tierra en 10 semanas de intensidad solar media, es equivalente a todas las reservas conocidas de combustibles fósiles.

El sol es la principal fuente primaria de energía, que puede ser usada directamente.

Entre algunas generalidades acerca de la radiación solar se tiene que:

- Las reacciones de fusión nuclear que se producen en el sol, llega hasta la tierra en un proceso de transferencia de energía en forma de radiación electromagnética.
- Cada segundo se transforman 700 millones de toneladas de hidrógeno en helio, con una pérdida de masa de 4.3 toneladas que se transforman en energía irradiada.
- La edad del sol se calcula en 5.000 millones de años.

El sol como fuente de energía representa:

Masa	1.99	$\times 10^{30}$ Kg
Diámetro	1.392	$\times 10^{19}$ m
Superficie	6.087	$\times 10^{18}$ m ²
Volumen	1.412	$\times 10^7$ m ³
Densidad media	1.41	$\times 10^3$ Kg/m ³
Distancia media S-T	1.496	$\times 10^{11}$ m
Temperatura efectiva	5777	K
Potencia	3.86	$\times 10^7$ W
Irradiancia	6.35	$\times 10^7$ W/m ²

Tabla 2.1 Características del sol.



Dado que el consumo de energía aumenta constantemente, y desde 1970 hasta 1999, se observó que la tasa media actual de crecimiento es de 3%, las estimaciones de consumo hasta el 2020, establecen una tasa media anual de 2.6%⁴, por lo que se hace primordial el aprovechamiento de las fuentes de energía tales como el sol.

2.1.3 IMPORTANCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

El aumento constante del consumo de energía proveniente de combustibles fósiles; y la finitud de las reservas de los mismos, pueden durar hasta 40 años, por lo que se hace sumamente importante buscar fuentes energéticas renovables.

Los países consumidores, de gran desarrollo económico y alto consumo de petróleo, no son productores de energía de tipo renovable en gran escala, y sus economías resultan dependientes, así como sensibles a cualquier crisis de la producción, es por lo que posiblemente en la actualidad la razón fundamental para sustituir los combustibles fósiles, por fuentes energéticas renovables, sea el impacto ambiental que produce la combustión de aquellos, ocasionando emisiones de óxidos de carbono, de azufre y de nitrógeno.

Si el crecimiento de la demanda energética, en especial en los países en vías de desarrollo, se satisface desde fuentes fósiles, el aumento de emisiones de CO₂ y otros gases de invernadero puede llegar a causar deterioros irreversibles en el medio ambiente.

2.1.4 DESARROLLO SOSTENIBLE.

La definición de desarrollo sostenible aceptada de manera general es: ⁵“ aquel desarrollo que satisface las necesidades presentes sin hacer peligrar la posibilidad de que generaciones futuras puedan satisfacer las suyas”.

⁴ José M^a de Juana Sardón (2003), “Energías Renovables para el Desarrollo”

⁵ WCED, Bruthland Commission, 1987

En los países industrializados, para conseguir un desarrollo sostenible, será necesario cambiar las formas de producir, consumir y organizarse en lo que a energía se refiere.

Los individuos deben cambiar sus hábitos consumistas y sustituirlos por otros que dejen una menor “huella ambiental”. Se debe alterar la tendencia actual, ya que la cultura del consumismo se está imponiendo, asociada al crecimiento económico, en los países en vías de desarrollo, siendo en primer lugar necesario introducir el principio de solidaridad, en esos pueblos.

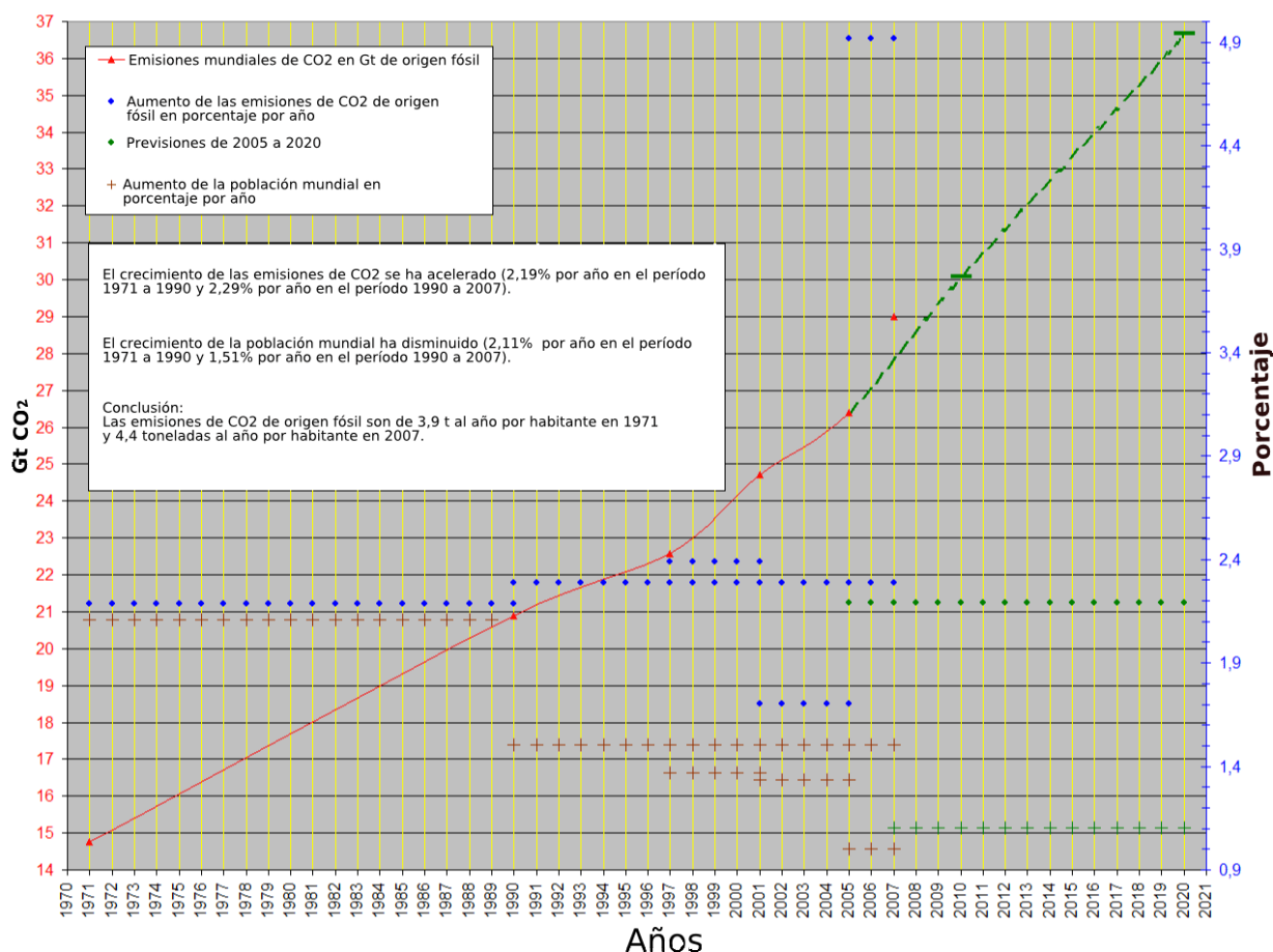


Figura 2.1. Emisiones de CO₂ según el tipo de combustible.

Las industrias deben procurar una mayor productividad de los recursos, mejorar la eficiencia de los procesos, reducir al máximo su impacto medioambiental y minimizar los residuos.

⁶Por lo que se debe considerar dos leyes fundamentales:

- Ley I. los recursos no deben consumirse de forma más rápida de lo que pueden renovarse.
- Ley II. Los residuos no deben generarse en cantidades mayores de las que puedan ser absorbidas por el medio ambiente sin deterioro de este.

2.1.5 ENERGÍA SOLAR.

2.1.5.1 El sol.

El sol es una estrella cuya forma es la de una esfera con un radio de 6.96×10^{15} Km, con una masa de 1.99×10^{30} kg, a su alrededor giran nueve planetas describiendo órbitas elípticas, debido a su fuerza gravitacional.

El sol está compuesto por un 75% de hidrógeno, un 24% de helio y trazas de todos los elementos conocidos. La densidad media del sol se aproxima en $1,4 \times 10^3$ kg/m³, en las zonas exteriores en la parte central llega a ser 120 veces mayor, alcanzando en esta zona temperaturas de hasta 27 millones de grados. En el sol se puede distinguir cinco regiones:

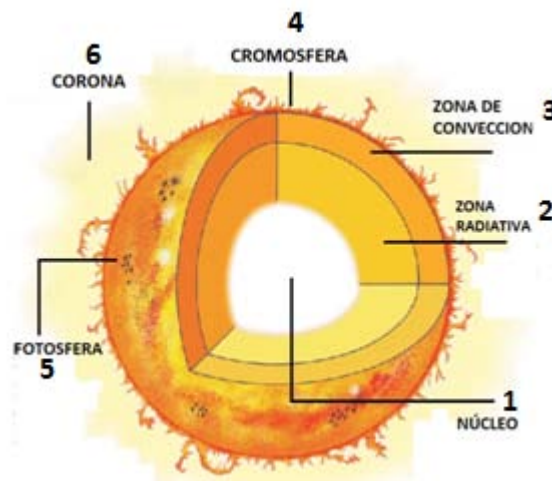


Figura 2.2 Estructura del sol.

⁶ José M^a de Juana Sardón (2003), "Energías Renovables para el Desarrollo"



- **1. Núcleo.**

En el núcleo se encuentra la fuente de energía solar, y debido a sus condiciones de presión y temperatura en él se produce el proceso de fusión nuclear, en este proceso cuatro átomos de hidrógeno se fusionan para formar un átomo de helio.

La energía producida en el núcleo debido a este fenómeno es emitida en forma de radiación, ondas electromagnéticas de muy alta frecuencia que al atravesar las zonas radiactivas y de convección ceden energía, reduciendo así su frecuencia. Por esta razón las ondas que son emitidas por la superficie están dentro de bandas visibles infrarrojas.

- **2. Zona Radiativa.**

Es una zona donde los gases altamente comprimidos reciben la energía de la radiación gamma que se produce en el núcleo del sol, esta radiación no es absorbida completamente por los átomos que forman los gases sino que rebota en ellos, se absorbe parcialmente y se dispersa con lo que se produce una disminución de su longitud de onda y se transforman en radiación X y ultravioleta.

- **3. Zona de Convección.**

En la zona de convección, la energía viaja más rápido. Ahora son los movimientos de los gases del sol los que transportan la energía hacia afuera, el gas en esta capa se mezcla y burbujea, como el movimiento de una olla de agua hirviendo, dicho efecto burbujeante se ve en la superficie del sol y se llama granulación.

- **4. Cromosfera.**

Es una capa delgada de la atmósfera del sol por encima de la fotosfera y por debajo de la corona. Diferentes modelos teóricos la sitúan entre 2200 y 5000 km de espesor la cromosfera solar está constituida principalmente de hidrógeno y helio, observaciones espectrales demuestran que existen metales en estados neutros y parcialmente ionizados.

- **5. Fotósfera.**

Es la parte del sol que vemos desde la tierra y sobre esta se encuentra la atmósfera solar, en ella se producen erupciones llamadas prominencias así como también las llamadas llamas solares. En la fotósfera también se encuentran las llamadas manchas solares que son áreas con fuertes



campos magnéticos que impiden el flujo de la energía, la temperatura de las manchas solares es baja por eso se ven de color más oscuro en la superficie solar.

- **6. Corona.**

Es la parte exterior de la atmósfera del sol, es la parte que se puede observar en los eclipses de sol. Está formado por helio e hidrógeno, su espesor es variable su temperatura aproximada es 1.000.000 k.

2.1.5.2 Transporte de la Energía.

La energía emitida por el sol viaja en forma de ondas electromagnéticas (o.e.m.), ondas que no necesitan medio material para su propagación, ya que en sí mismas encierran un proceso de autogeneración.

Se tiene que la velocidad de propagación en vacío es $c = 300000 \text{ km/s}$, con lo cual, para la distancia media tierra-sol de 150 millones de kilómetros, el tiempo que tarda en llegar la luz solar es de unos 8.3 minutos.

Las o.e.m. se caracterizan por su longitud de onda, λ , o por su frecuencia, ν , las que se relacionan directamente por la expresión:

$$c = \lambda \nu \quad (2.1)$$

Al incidir las ondas electromagnéticas sobre los medios materiales, entregan su energía en forma de paquetes de energía o partículas sin masa, a las cuales se los llama fotones, y cuya energía expresada en función de su frecuencia es:

$$E = h \nu \quad (2.2)$$

En dicha expresión h , es la constante de Planck⁷, $h = 6,6256 \times 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s}$. Por lo que las ondas más energéticas son las de menor longitud de onda.

⁷ Constante de Planck. Constante física que representa la relación entre la cantidad de energía y de frecuencia asociadas a una partícula.

2.1.5.3 Constante Solar.

La constante solar, se define como la cantidad de energía solar en la unidad de tiempo, por unidad de superficie normal a la dirección de la radiación incidente, en la superficie exterior de nuestra atmósfera. Su valor medio estándar es de $1.353 \text{ W} / \text{m}^2$.

2.1.6 VARIACIÓN DE LA RADIACIÓN EXTRATERRESTRE.

Un factor importante que se debe tomar en cuenta es la variación de la radiación extraterrestre, ya que debido a la excentricidad de la elíptica, la distancia entre la tierra y el sol varía, haciendo que la energía solar recibida en el exterior de la atmósfera, varíe para cada día del año. Su valor está dado por la siguiente ecuación:

$$G_{on} = G_c \left[1 + 0,034 \cos \frac{360n}{365,25} \right] \left[\text{W} / \text{m}^2 \right] \quad (2.3)$$

Siendo n el número de día del año, tomando como $n = 1$ el primero de enero.

Incluso existen variaciones de la misma energía que produce el sol, ya que se ha registrado disminuciones del valor de la constante solar. En la figura 2.3 se observa la variación de la energía solar recibida en cada mes del año.

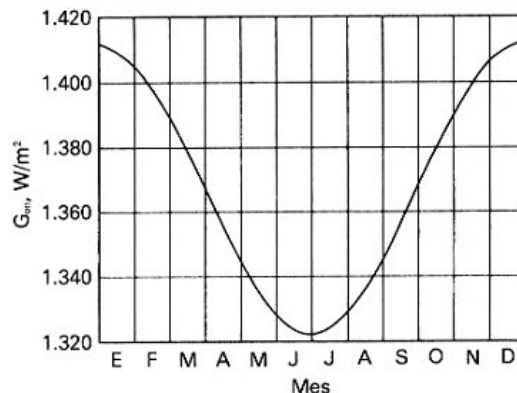


Figura 2.3 Variación de la energía solar.

Otro factor importante sobre la irradiancia que se debe tomar en cuenta es que la irradiancia total que incide sobre una superficie de la tierra se denomina irradiancia global y se compone de la irradiancia difusa (la recibida tras haber sido reflejada y difundida por la atmósfera) y la irradiancia directa (que no es modificada en su dirección por la atmósfera).

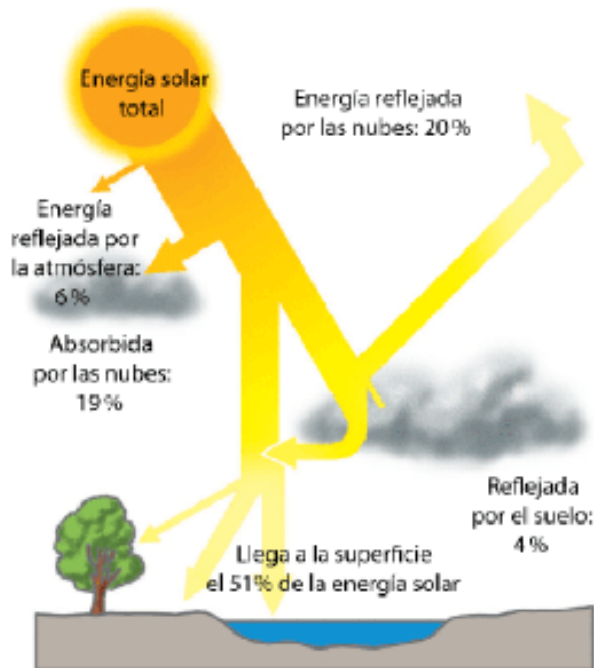


Figura 2.4 Comportamiento de la irradiancia solar extraterrestre.

Estos factores también influyen en la variación de la irradiancia, pero gracias a la tecnología actual, se puede aprovechar también estas componentes para generar energía.

Es importante tener en cuenta que, la energía solar que incide anualmente sobre toda la superficie terrestre, presenta un potencial inmenso, ya que los recursos solares representan un valor considerablemente superior a todas las reservas de energía nuclear y fósil disponibles en la tierra.

2.1.7 IRRADIANCIA ESPECTRAL.

La irradiancia espectral, es la radiación recibida en cada longitud de onda, su unidad de medida es el W/m^2 . Esta irradiancia se representa en la siguiente figura:

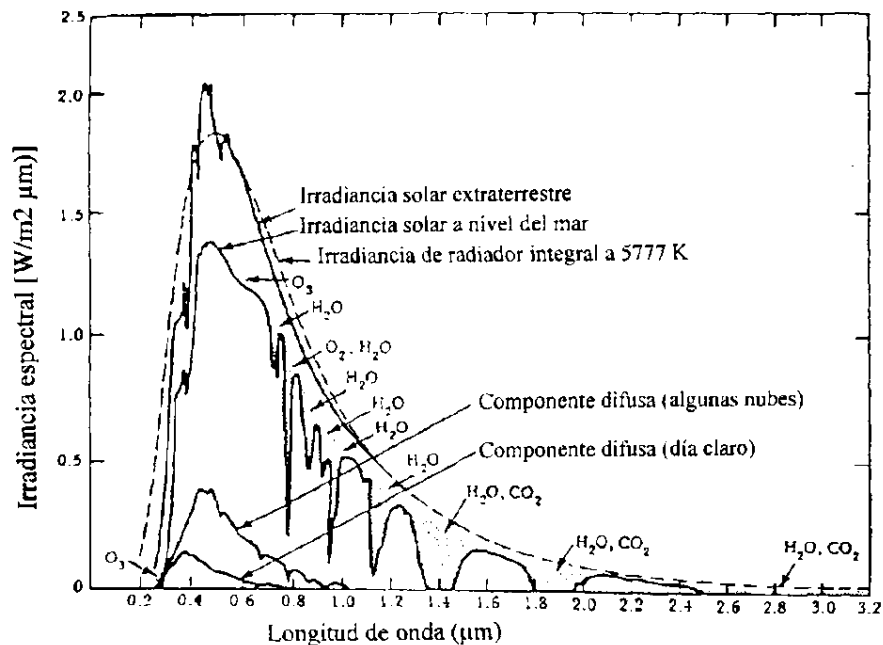


Figura 2.5 Irradiación solar espectral.

2.1.8 MOVIMIENTOS DE LA TIERRA.

Sus movimientos se pueden clasificar como de gran escala o de pequeña escala.

Los primeros tienen poca repercusión en cortos espacios de tiempo, debido a que necesitan millones de años para que el cambio producido sea significativo.

Considerando los movimientos de pequeña escala se tiene:

- La revolución alrededor del sol, cuya trayectoria es una elipse.

- La rotación alrededor del eje polar terrestre; en el cual una vuelta completa, tomando como referencia a las estrellas, dura 23 horas con 56 minutos y 4 segundos y se denomina día sidéreo. Si tomamos como referencia al sol, el mismo meridiano pasa frente a nuestra estrella cada 24 horas, llamado día solar. Los 3 minutos y 56 segundos de diferencia, se deben a que en ese lapso de tiempo la tierra, ha avanzado en su órbita y debe de girar algo más que un día sidereal para completar un día solar.

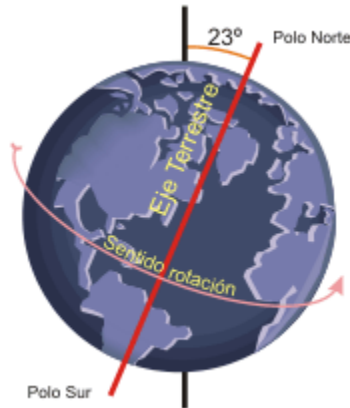


Figura 2.6 Movimiento de rotación.

- El movimiento de precesión alrededor del eje normal al plano de la elíptica.

El movimiento de precesión de los equinoccios o llamado movimiento de trompo, es debido al movimiento de precesión de la tierra causado por el momento de fuerza ejercido por el sistema tierra-sol en función de la inclinación del eje de rotación terrestre con respecto al sol (alrededor de $23,43^\circ$).

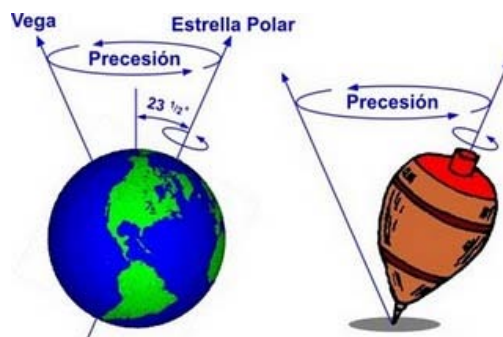


Figura 2.7 Movimiento de precesión.

La inclinación del eje terrestre varía con una frecuencia incierta, ya que depende (entre otras causas) de los movimientos telúricos.

Los movimientos nombrados anteriormente son los causantes de la intermitencia día-noche, así como de la diferente cantidad de energía solar recibida en cada punto de la superficie terrestre, esto es de gran importancia en la determinación del clima, así como de las diferentes formas de vida sobre la tierra.

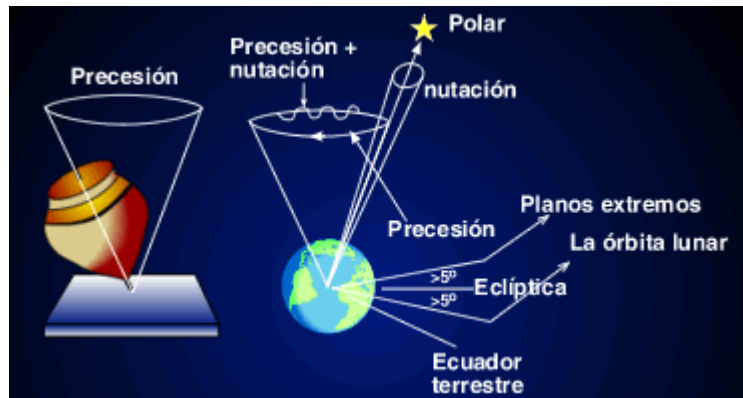


Figura 2.8 Movimientos de la Tierra.

2.1.9 COORDENADAS GEOGRÁFICAS: ALTITUD, LATITUD, LONGITUD.

Para poder localizar cualquier punto sobre la superficie de la tierra es necesario conocer un sistema de referencia tridimensional en donde sus coordenadas son altitud, latitud y longitud.

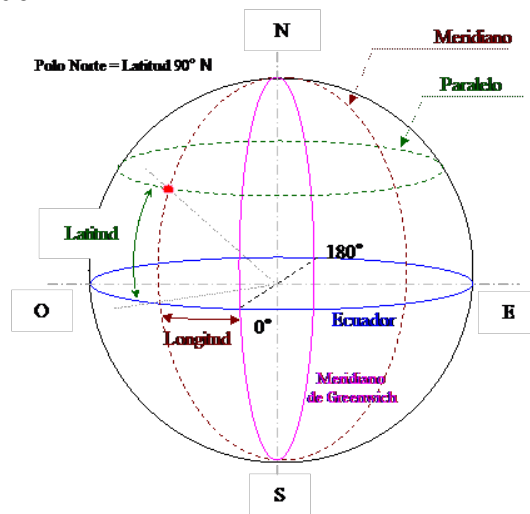


Figura 2.9 Coordenadas geográficas.



La altitud h , es la altura medida en dirección vertical desde la superficie (nivel medio del mar) hasta en punto donde nos encontramos. La elevación más alta desde sobre el nivel del mar es el pico Everest en la cordillera Himalaya con una altura de 8.847m.

La latitud L , de un lugar es el ángulo formado por el radio terrestre que va a ese lugar con el plano ecuatorial, es decir que en el hemisferio norte y en el hemisferio sur la latitud varía de 0° a 90° indicándose si se trata de latitud norte o sur.

La longitud de un punto es el ángulo formado entre el meridiano que pasa por el punto, y el meridiano de referencia o meridiano de Greenwich (Inglaterra). La longitud varia de 0° a 180° , en esta también debe indicarse si es Este u Oeste dependiendo del lado del meridiano de Greenwich en el que se encuentre el punto.

2.1.10 SOLSTICIOS Y EQUINOCIOS.

El movimiento que realiza la tierra alrededor del sol determina ciertas posiciones las cuales marcan el paso de las estaciones, estas posiciones son conocidas como: Solsticio de Invierno, que tiene lugar el 21 de diciembre y Solsticio de Verano, que tiene lugar el 21 de junio, señalando de esta manera el comienzo del invierno y del verano. De la misma manera ocurre el Equinoccio de Otoño que ocurre el 21 de marzo y el Equinoccio de Primavera que ocurre el 21 de septiembre, los mismos que marcan el inicio del otoño y la primavera.

El día del solsticio de verano es el más largo del año en el hemisferio Norte y el más corto en el hemisferio Sur, en donde los rayos del sol inciden perpendicular a la superficie de la tierra en el Trópico de Cáncer; produciéndose los siguientes efectos en el resto del planeta:

En el polo Norte el sol se visualiza en el cielo a una altitud constante de 23° .

En el Círculo polar ártico el sol culmina al sur, donde alcanza su altitud máxima de 47° . Es el único día en que el sol se mantiene sobre el horizonte durante 24 horas.

En el Trópico de Cáncer el sol sale 27° noreste. Culmina al cenit, y se pone 27° noroeste. El sol está sobre el horizonte durante 13,4 horas.

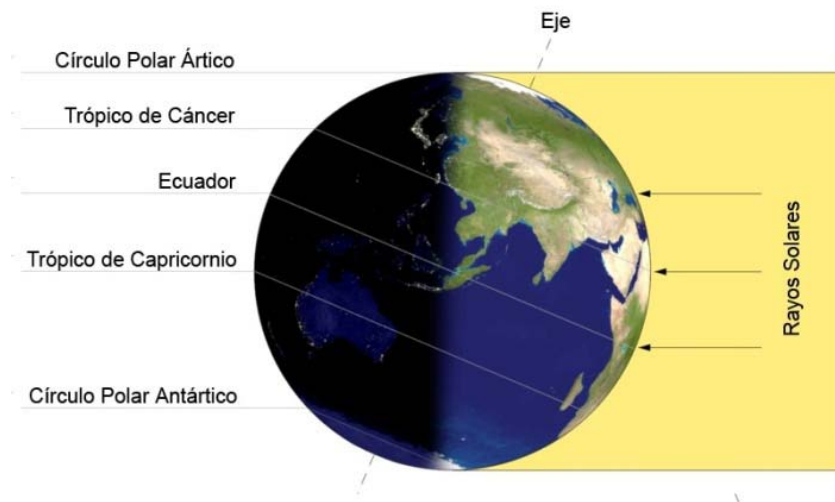


Figura 2.10 Duración del día y la noche.

En el ecuador el sol sale 23° noreste. Culmina al norte, donde alcanza su altitud máxima de 65° . Se pone 23° noroeste. El sol está sobre el horizonte durante 12 horas.

En el Trópico de Capricornio el sol sale 27° noreste. Culmina al norte, donde alcanza su altitud máxima de 59.48° . Se pone 27° noroeste. El sol está sobre el horizonte durante 10,6 horas.

En el Círculo polar antártico el centro del sol solamente toca el horizonte del Norte sin salir. Es el único día en que el sol se mantiene abajo del horizonte durante 24 horas.

En el polo Sur el sol nunca sale, siempre se mantiene 23° abajo del horizonte.

El día del solsticio de invierno es el día con la noche más larga del año en el hemisferio norte y la más corta en el hemisferio sur; en donde los rayos del sol inciden perpendicularmente en el trópico de Capricornio, produciéndose los siguientes efectos en el planeta:

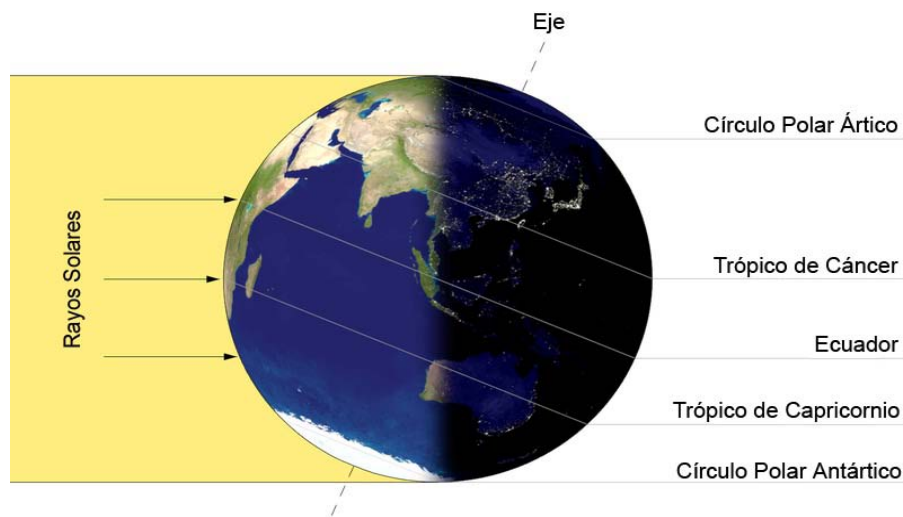


Figura 2.11 Duración del día y la noche.

En el polo norte el sol nunca sale, siempre se mantiene 23° abajo del horizonte.

En el Círculo polar ártico el centro del sol solamente toca el horizonte del sur sin salir. Es el único día en que el sol se mantiene por debajo del horizonte durante 24 horas.

En el Trópico de Cáncer el sol sale 27° sur del este. Culmina al Sur, donde alcanza su altitud máxima de $43,12^\circ$. Se pone 27° Sur del oeste. El sol está sobre el horizonte durante 10,6 horas.

En el ecuador el sol sale 23° sur del este. Culmina al sur, donde alcanza su altitud máxima de 68° . Se pone 23° sur del oeste. El sol está sobre el horizonte durante 12 horas.

En el Trópico de Capricornio el sol sale 27° sur del este. Culmina al Cenit y se pone 27° Sur del Oeste. El sol está sobre el horizonte durante 13,4 horas.

En el Círculo polar antártico el centro del sol solamente toca el horizonte del sur sin ponerse. El sol culmina al norte, donde alcanza su altitud máxima de 47° . Es el único día en que el sol se mantiene sobre el horizonte durante 24 horas.

En el polo Sur el sol está en el cielo a una altitud constante de 24° , en los días de equinoccios los rayos solares que llegan desde el sol, lo hacen de manera perpendicular al plano determinado por el eje polar terrestre y la normal al plano de la elíptica, es decir, en los equinoccios de primavera y otoño el plano ecuatorial pasa por el sol.

El día de los equinoccios, el sol sale exactamente por el punto Este y se pone por el punto Oeste, en todos los lugares de la tierra, excepto en los Polos dónde no sale, ni se pone. En la parte ecuatorial el sol alcanza el cenit.

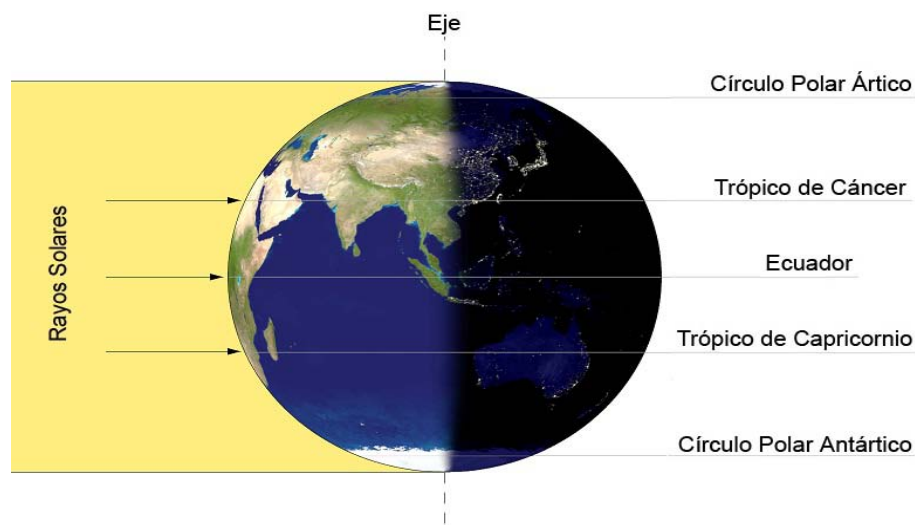


Figura 2.12 Posición de los trópicos y círculos polares.

2.1.11 LA ESFERA CELESTE.

La denominada esfera celeste es una superficie esférica en la cual se determina la posición de cuerpos celestes con respecto a un punto de observación que es centro de la misma.

La esfera celeste está dividida en dos polos denominados polo norte celeste situado sobre el hemisferio norte y polo sur celeste situado sobre el hemisferio sur.

El plano que divide los polos es conocido como el ecuador celeste que es un plano perpendicular al eje polar.

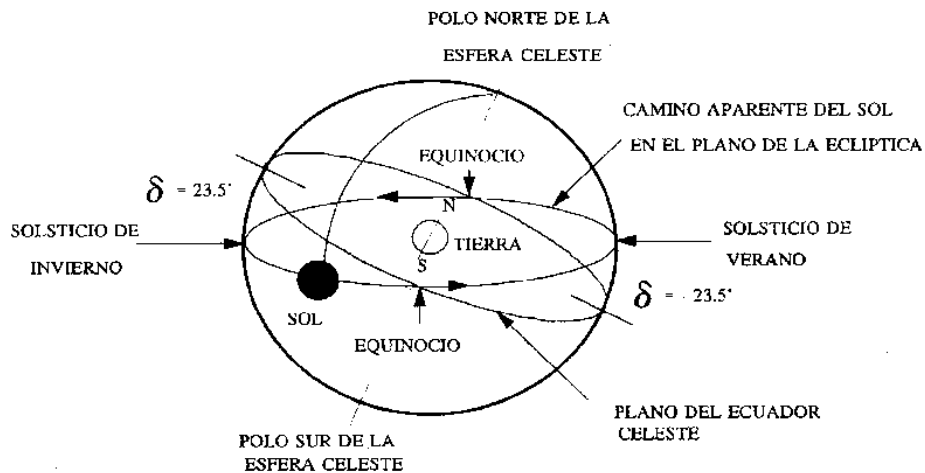


Figura 2.13 Esfera celeste.

El eje polar en cambio corta a la esfera celeste en dos puntos llamados Cenit, que está ubicado encima del observador y Nadir que es la intersección entre la vertical del observador y la esfera celeste, dicho en otras palabras si imaginamos una recta que pasa por el centro de la tierra y por nuestra ubicación en su superficie, el nadir se encuentra sobre esa recta, por debajo de nuestros pies.

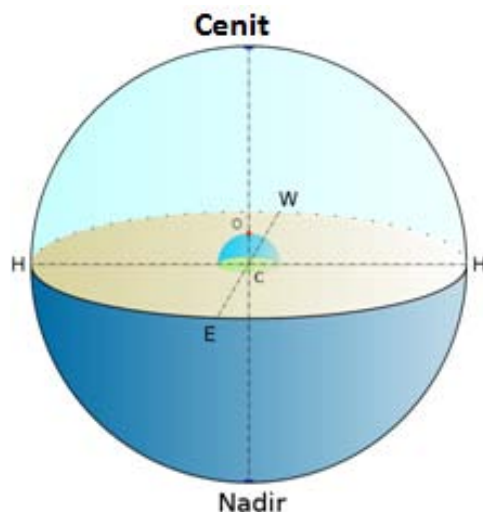


Figura 2.14 Posición de Cenit y Nadir.

2.1.12 POSICIÓN DEL SOL.

2.1.12.1 Coordenadas Ecuatoriales.

Estas coordenadas son la declinación y el ángulo horario que hacen referencia a la posición del sol sobre el plano ecuatorial.

La *declinación solar* δ es el ángulo que forma la línea sol-tierra, centro a centro con el plano ecuatorial. Su valor para cada día del año viene dado por la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left[(284 + n) \frac{360}{365} \right] \quad (2.4)$$

En donde n es el día del año, desde $n = 1$ para el 1 de enero. Hay que tomar en cuenta que en los equinoccios de primavera y otoño la declinación solar tiene un valor de cero como se muestra en la siguiente figura.

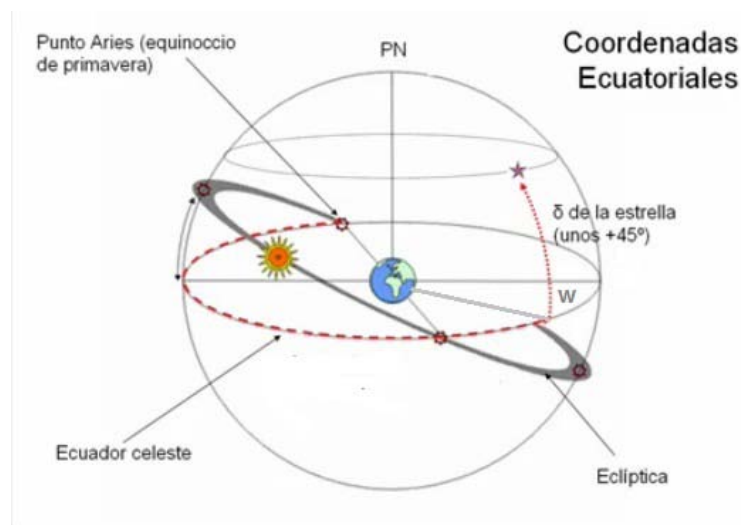


Figura 2.15 Coordenadas ecuatoriales.

El ángulo horario w es el ángulo diedro formado por el plano meridiano del lugar y el plano meridiano del sol. Se debe tomar en cuenta que para efectos de cálculo se considera a los ángulos horarios antes del medio día como negativos, y a los posteriores al medio día como positivos.

2.1.12.2 Coordenadas Horizontales.

La posición del sol en la esfera celeste también queda determinada por; el *ángulo acimutal* y la *altura* sobre el horizonte.

El *ángulo acimutal*, Az , es el ángulo formado por el eje Norte-Sur y la proyección sobre el plano horizontal de la línea sol-tierra.

El *ángulo cenital*, es el ángulo que forma entre la línea sol-tierra y la vertical del lugar.

La *altura solar* α , es el ángulo formado entre el plano horizontal del lugar y la línea sol-tierra, este ángulo con el ángulo *cenital*, son complementarios.

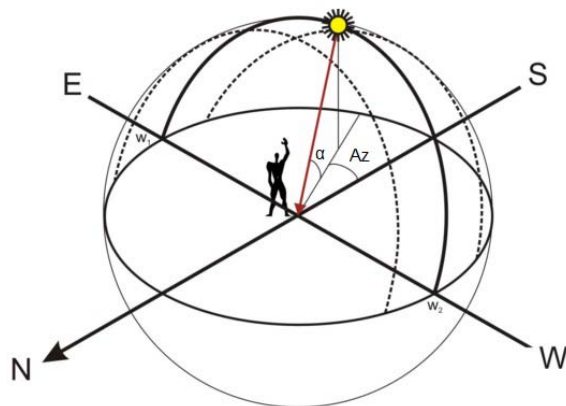


Figura 2.16 Coordenadas horizontales.

2.1.13 MOVIMIENTO ALREDEDOR DEL SOL.

El centro de la tierra gira alrededor del sol describiendo una elipse, denominada elíptica, en uno de cuyos focos está el sol. El sentido de giro es el contrario al de las agujas del reloj cuando se ve desde un punto del espacio situado, por encima

del polo norte. El periodo de revolución, o un año solar, es de 365.25 días. Por convenio se establece un año civil de 365 días, con lo que se pierden 0.25 días al año y, para ajustarnos al año solar, cada cuatro años se añade un día al mes de febrero. En este año, denominado bisiesto, febrero tiene 29 días.

En la posición más próxima de la tierra al sol, centro a centro, denominada perihelio, que tiene lugar hacia el 3 de enero de cada año, la referida distancia es de 147.166.500 km, mientras que en la posición más alejada, denominada afelio esta distancia es de 152.171.500 km y la misma tiene lugar hacia el 4 de julio de cada año.

2.1.14 DIAGRAMAS SOLARES.

En el momento de proyectar un edificio en el que se pretende aprovechar la energía solar se debe tener en cuenta lo máximo posible el periodo de tiempo que estará expuesto al sol a lo largo del año.

Es por eso que se utilizan diagramas y cartas solares los mismos proporcionan una estimación del período de soleamiento en fechas distintas lo cual presenta una información útil cuando se elabora un proyecto de tales características.

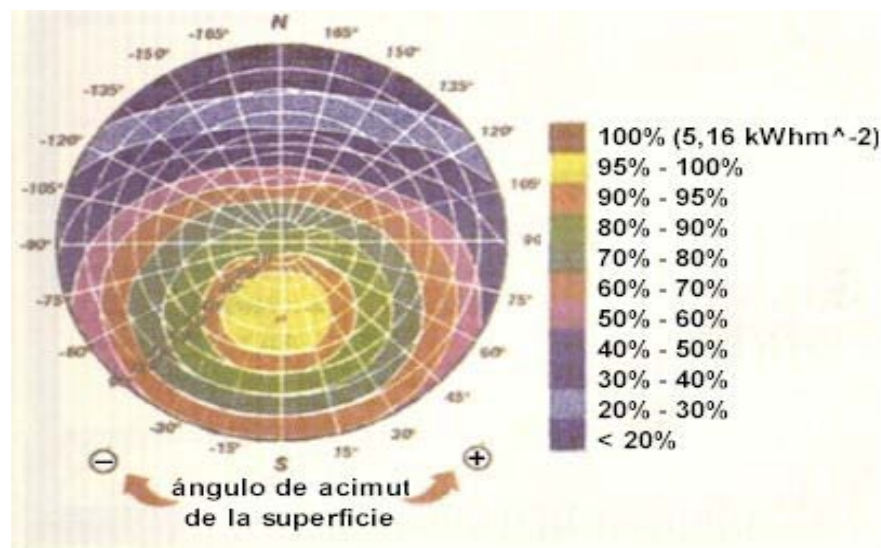


Figura 2.17 Diagrama solar.



2.1.15 MECANISMOS DE TRANSPORTE DE CALOR.

Para la conversión de energía radiante en calor, ya sea en un colector plano o de modo pasivo en un edificio, se realiza mediante mecanismos de conducción, convección y radiación.

- **Conducción.** En este proceso hay un flujo de calor desde una región que está a una temperatura hasta otra de temperatura inferior que se incluye dentro del mismo medio, o de igual manera entre medios diferentes que están en contacto.
- **Convección.** Se dice del proceso de transporte de energía que se da de una región a otra, dentro de un fluido debido al desplazamiento de la masa fluida.
- **Radiación.** La radiación tiene lugar cuando el calor fluye desde un cuerpo a otro que se encuentra a menor temperatura, los dos separados en el espacio aunque exista vacío entre ellos. El intercambio de calor se da sin ayuda de ningún medio material ya que se da por la emisión de ondas electromagnéticas.

2.1.16 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

2.1.16.1 Sistemas Aislados.

Los sistemas aislados son aquellos que se emplean en lugares con acceso complicado a la red eléctrica y donde resulta más fácil y económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea de conexión a la red eléctrica general. Estos sistemas los puede encontrar, por ejemplo, en:

- Zonas rurales aisladas.
- Áreas de países en vías de desarrollo sin conexión a red eléctrica.
- Iluminación de áreas aisladas y carreteras.
- Sistemas de comunicación (repetidores de señal, boyas, balizas de señalización, SOS en carreteras y autopista, entre otros).

- Sistemas de bombeo de agua.
- Suministro eléctrico en yates.
- Pequeños sistemas autónomos: calculadoras, cámaras, ordenadores, teléfonos portátiles, etc.

Estos sistemas constan de:

- Paneles fotovoltaicos.
- Baterías.
- Regulador de carga.
- Inversores.

Los sistemas aislados son de especial importancia en los países en los que la red eléctrica no está muy extendida (caso de muchos países en desarrollo); convirtiéndose, para muchos, en la única posibilidad de acceder a la energía eléctrica.

En el caso de nuestro país se están desarrollando proyectos de instalación de paneles fotovoltaicos por parte de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur en comunidades alejadas del oriente.

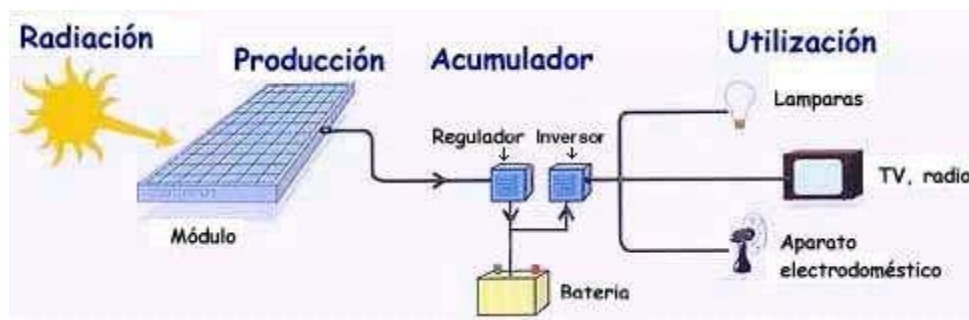


Figura 2.18 Sistema aislado.

2.1.16.2 Sistemas Conectados a la Red.

En este tipo de sistemas, la energía generada mediante los paneles fotovoltaicos es inyectada a la red de distribución eléctrica. Dichos sistemas se instalan en zonas que disponen de red eléctrica ya sean urbanas o rurales y su función es producir electricidad para venderla a la compañía suministradora, en nuestro caso la E.E.R.C.S.

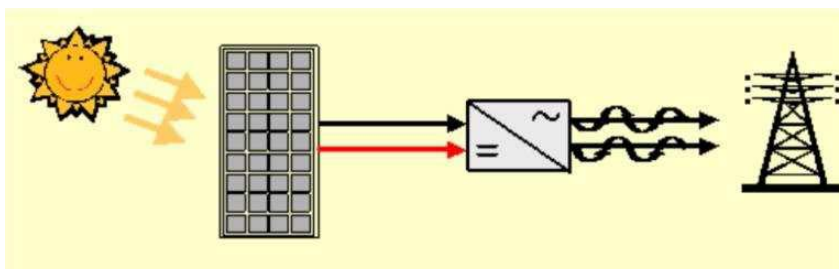


Figura 2.19 Sistema conectado a red.

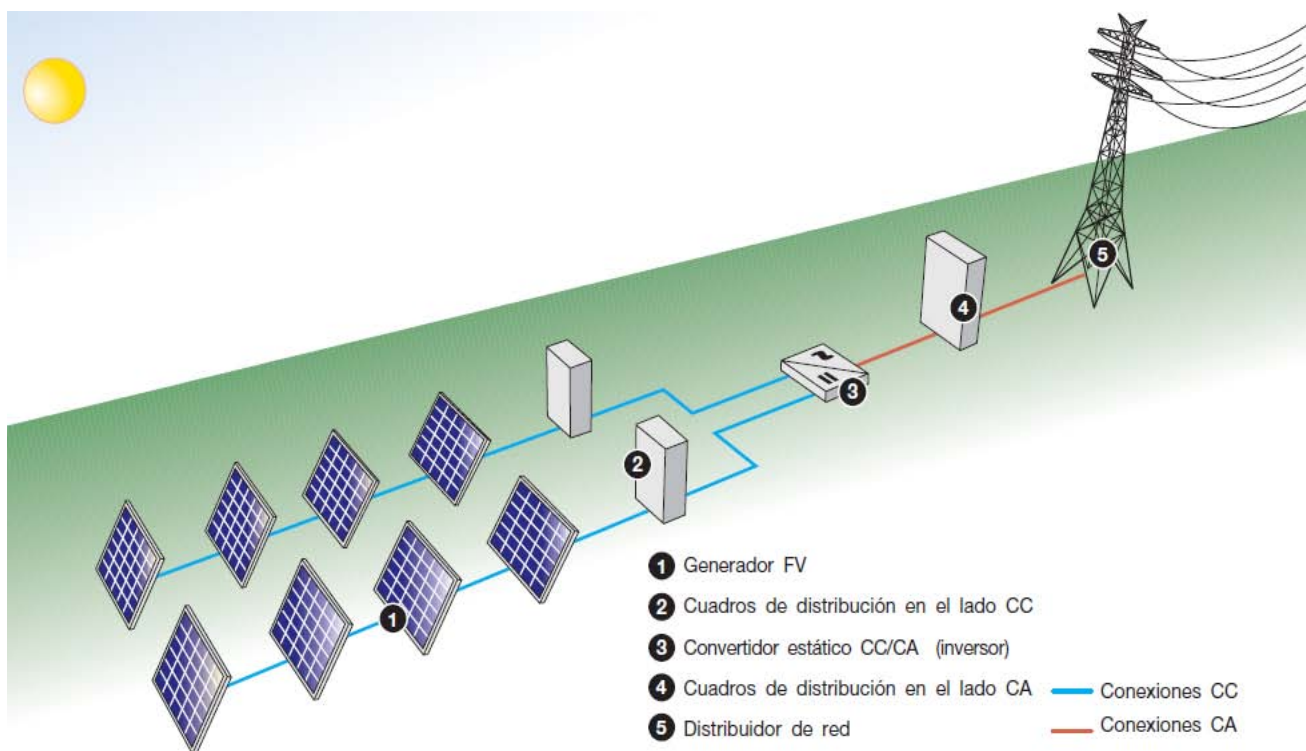


Figura 2.20 Diagrama del principio de funcionamiento de una planta fotovoltaica conectada a la red.

La energía generada puede ser utilizada para el consumo interno de la vivienda o a su vez inyectada a la red de distribución, convirtiendo al propietario en un autoprodutor.

La energía producida se vende a la empresa distribuidora, haciendo a su vez que la facturación sea reducida para el usuario debido a que la vivienda consume la energía generada por su sistema, energía que deja de consumir de la red y que por tanto no se pagaría, o al vender los excedentes se genera un crédito, dinero efectivo a restar al monto de la factura eléctrica.



Figura 2.21 Sistemas domésticos fotovoltaicos conectados a la red.

Estos sistemas tienen las siguientes ventajas sobre los sistemas autónomos:

- Es un sistema económicamente más factible, ya que generará para el propietario ingresos sobre la energía inyectada en la red.
- El usuario dispone de toda la energía que requiera con calidad de suministro sin depender de las condiciones meteorológicas ni de las cargas que conecte a su sistema.

Estos sistemas constan de:

- Paneles fotovoltaicos.
- Inversores.
- Tablero de protecciones y contadores.



Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden ser de muy diversos tamaños y pueden ir desde pequeños sistemas instalados, por ejemplo en tejados o azoteas, hasta centrales fotovoltaicas instaladas en terrenos de grandes dimensiones (se pueden utilizar zonas rurales no aprovechadas para otros usos) pasando por instalaciones intermedias como pueden ser las que utilizan grandes cubiertas de áreas urbanas, aparcamientos, centros comerciales, áreas deportivas, etc.

En el caso de nuestro país el CONELEC tiene una regulación establecida (Regulación No. CONELEC - 004/11)⁸, en la que únicamente se establecen niveles de generación y precios para generadores grandes. Nuestro estudio toma como referencia los precios de esta regulación para pequeños productores, ya que aún no existe ninguna regulación que establezca precios preferenciales para generadores a nivel residencial.

Las instalaciones en tejados o en grandes cubiertas representan un exponente claro de algunas de las grandes ventajas de la energía fotovoltaica, como es que los sistemas pueden ser de pequeño tamaño sin perder efectividad.

Una de las ventajas más importantes de la generación solar fotovoltaica, es que la energía se genera en el mismo lugar donde se realiza el consumo, lo que evita costos y pérdidas de transporte y distribución de la electricidad y además su instalación no requiere de ocupación de espacio adicional ya que se aprovecha un espacio ya construido.

2.1.16.3 Elementos de una Instalación Solar Fotovoltaica.

Una instalación solar fotovoltaica está compuesta por los paneles fotovoltaicos, su estructura de soporte, el inversor de conexión a red, y se completa con el cableado y protecciones.

2.1.16.3.1 Panel Fotovoltaico.

El panel fotovoltaico es el encargado de receptar la radiación solar para la producción de energía eléctrica, la primera característica de un panel o módulo

⁸ Regulación aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 023/11 en sesión de 14 de abril de 2011.

fotovoltaico es su potencia pico o potencia nominal, que es la cantidad máxima de potencia que podríamos obtener del panel en condiciones casi perfectas de radiación y temperatura, esta potencia se denomina “potencia pico”. La potencia pico vendrá dada por la eficiencia de las células y por el número con las que cuenta, es decir por el tamaño del módulo.



Figura 2.22 Panel fotovoltaico.

Un elemento con el que cuentan los módulos es el margen de variación en la potencia nominal, que suele ser aproximado al que aparece después de la potencia pico, el mismo indica que la potencia pico REAL del panel, estará en torno a ese margen. Es importante que este parámetro sea muy bajo ya que la dispersión en la potencia nominal de varios módulos produce sensibles pérdidas de potencia, lo que se denominan pérdidas por “mismatch”.

Parámetros importantes de los paneles son los coeficientes de pérdidas por temperatura, los cuales indican el grado de pérdida de rendimiento⁹ del panel según se va calentando, por lo que el calor representa uno de los mayores inconvenientes en la generación fotovoltaica.

Para aumentar la corriente generada por los paneles, las celdas fotovoltaicas se tienen que conectar en paralelo, mientras que la tensión aumenta cuando las celdas se conectan en serie. Por lo que, a su vez pueden combinarse en serie-paralelo para obtener potencias y voltajes adecuados según cada necesidad.

En la fabricación de estos paneles el material que más se utiliza en las células fotovoltaicas es el silicio, debido a que es uno de materiales más abundantes de la tierra, teniendo así los siguientes tipos:

⁹ Rendimiento. Razón expresada en tanto por ciento entre la potencia de salida y la potencia de entrada para determinada tensión de entrada.

- **Silicio Monocristalino.** Este tipo de células utilizan lingotes puros de silicio, siendo los más eficientes con rendimientos superiores al 12%.
- **Silicio Policristalino.** Está fabricado de restos de silicio monocristalino, su rendimiento es algo inferior, pero debido a su menor costo su uso es más extendido.
- **Silicio Amorfo.** El mismo que se obtiene por deposición de capas delgadas sobre vidrio, su rendimiento es mucho menor a las anteriores limitado su uso a aplicaciones de pequeña potencia.

Por lo general los paneles están formados por células fotovoltaicas cuadradas de silicio monocristalino envueltos en una capa de silicio amorfo los mismos que aseguran una excelente producción de energía.

2.1.16.3.2 Inversores.

El inversor es la parte más importante de la generación fotovoltaica conectada a la red, ya que su potencia marca la potencia de la instalación completa, debido a que es el encargado de transformar la energía de corriente continua generada, en corriente alterna para adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, y después inyectarla a la red eléctrica. Su tamaño es reducido, y su precio no puede llegar al 10% de lo invertido en el proyecto.



Figura 2.23 Inversor.

Las principales características en los inversores son:

- La tensión de entrada que se debe adaptar al generador.
- La potencia máxima que este puede entregar.
- La eficiencia, que es la relación entre la potencia que es entregada para el consumo y la potencia que el inversor extrae del generador fotovoltaico.



Figura 2.24 Conexión del inversor.

La eficiencia de los inversores debe ser alta ya que de no ser así se tendrá que aumentar el número de paneles para alimentar la carga, lo cual representaría una mayor inversión. Los inversores además, deben estar protegidos contra cortocircuitos, sobrecargas, contra inversiones de polaridad en el caso de corriente continua; también deben admitir desconexión automática, baja distorsión armónica, bajo consumo, aislamiento galvánico, sistemas de medida y monitorización, en donde se incluyen tarjetas o elementos de comunicación que informan del estado de la instalación solar, además de presentar datos sobre la energía generada o a su vez de algún sistema de alarmas en caso de daños o de presentarse mal funcionamiento.

Así mismo el inversor debe contar con un sistema de medición con aislamiento, y un convertidor en corriente continua para desplazar el punto de funcionamiento de



los subcampos fotovoltaicos hacia los puntos de máxima potencia, realizando así una optimización de la generación eléctrica para cualquier nivel de temperatura y de radicación.

2.1.16.3.3 Tipos de Inversores.

Por lo general los inversores se pueden distinguir entre:

- ***Inversores de conmutación natural.*** También son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser esta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos. Su aplicación es para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- ***Inversores de conmutación forzada o autoconmutados.*** Son para sistemas fotovoltaicos aislados. Permiten generar CA mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzados por el sistema de control. Pueden ser de salida escalonada (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos (PWM), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos.

2.1.16.3.4 Dimensionamiento de Inversores.

Para realizar el dimensionamiento de los inversores, se analiza sus principales características, las mismas que vienen determinadas por la tensión de entrada del inversor, que se debe adaptar a la del sistema, además de la potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida (sinusoidal pura o modificada, etc.), la frecuencia de trabajo y la eficiencia, que debe estar próxima al 85%. Se debe tomar en cuenta que la eficiencia de un inversor no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido; ya que para regímenes de carga próximos a la potencia nominal, la eficiencia del inversor es mayor que para regímenes de carga bajos.

2.1.16.3.5 Estructura de Soporte.

La estructura es aquella que fija el panel fotovoltaico al lugar en donde se va a instalar el mismo, por ejemplo en algún terreno, tejado, etc. para protegerlo de las inclemencias meteorológicas como el viento o la lluvia.

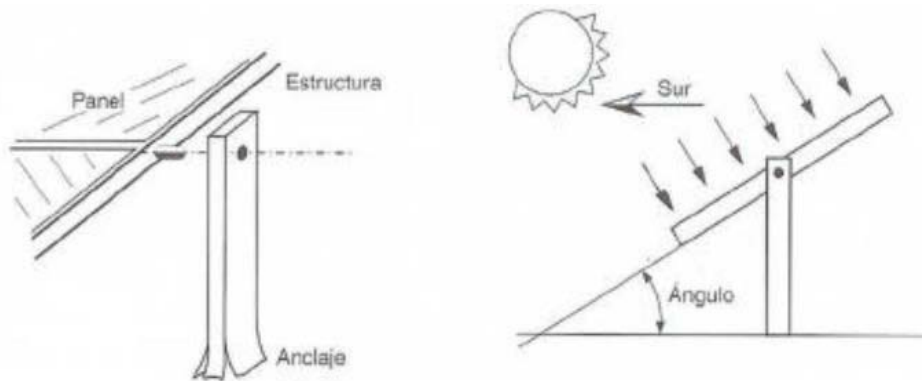


Figura 2.25 Estructuras de soporte.

Generalmente en una instalación de este tipo se le quita importancia a la estructura, sin darse cuenta que tiene que durar el mismo tiempo que un panel solar en la instalación, es decir más o menos durante 25 años. Por esta razón es importante utilizar como material de las estructuras el acero galvanizado en caliente o incluso acero inoxidable.

Se debe considerar que la estructura debe ser también flexible con el fin de poder realizar la instalación sobre cualquier tipo de superficie.

2.1.16.3.6 Tipos de Estructuras.

Existen varias posibilidades en las que se puede colocar un panel solar utilizando una estructura, entre las cuales se tiene:

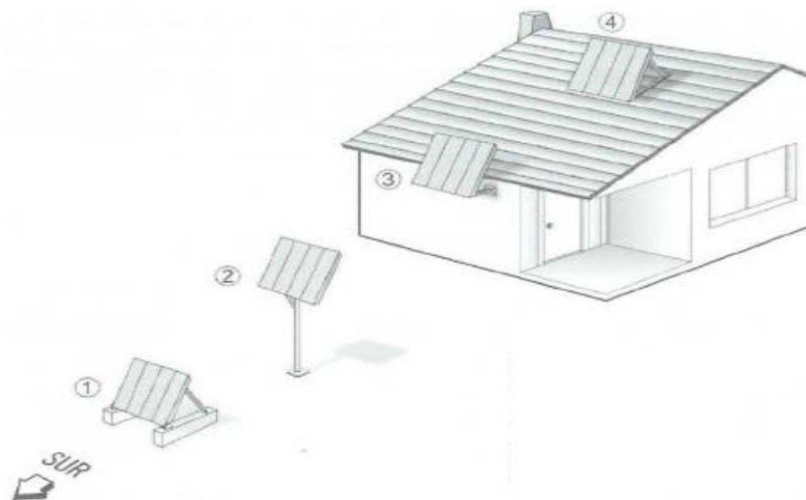


Figura 2.26 Tipos de estructuras.



- **Suelo.** (Ver en figura 2.26 gráfico 1) Es la forma clásica, se caracteriza por ser muy robusta su instalación es sencilla, tanto de la propia estructura soporte como de los paneles fotovoltaicos. A la mayoría de estas instalaciones se las suele proteger por medio de un cerramiento metálico debido al fácil acceso a los equipos.
- **Poste.** (Ver en figura 2.26 gráfico 2) Es usado principalmente en instalaciones donde ya se disponga de un mástil como repetidores en donde se tienen antenas, estas estructuras no deben ser muy grandes, contando con poco más de un metro cuadrado de superficie de módulos, ya que si ésta es mayor, nos obligaría a robustecer el mástil.
- **Pared.** (Ver en figura 2.26 gráfico 3) Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del lugar en donde se realiza la instalación. La acción del viento queda bastante disminuida. Hay que tomar en cuenta que esta estructura al igual con los paneles solares presentará variaciones con el viento.
- **Tejado.** (Ver en figura 2.26 gráfico 4) La instalación de esta estructura en la cubierta o tejados de edificios o en domicilios es uno de los métodos más usados para alojar los sistemas fotovoltaicos, ya que se tiene un lugar adecuado para una buena orientación, además de suficiente espacio para la colocación de los mismos.

Se da el caso de que, cuando existe un gran número de módulos fotovoltaicos a instalar y no se dispone de mucho espacio, es necesario juntar las filas de paneles y esto puede traer como consecuencia que (especialmente en invierno) se produzcan sombras de una a otra fila. La posibilidad de que en verano puedan darse sombra unas filas a otras es mucho menor, ya que el recorrido del Sol es más alto, y por lo tanto, la sombra arrojada por la fila precedente es más pequeña.

2.1.16.3.7 Seguidores Solares.

Existen instalaciones en las que se obtiene una mayor eficiencia en la producción de energía de los paneles solares, estas instalaciones de tipo especial ya que no se encuentran fijas en el suelo como las anteriores, sino que giran siguiendo el movimiento del sol mediante un mecanismo denominado seguidor solar. La ventaja de tener un seguidor solar en una instalación es que la radiación solar es siempre perpendicular a los paneles fotovoltaicos, generando de esta manera un



30% a 35 % más de energía que la misma instalación colocada en una superficie fija.

Los principales inconvenientes de los seguidores son el costo, y el mantenimiento que debe ser realizado para evitar averías mecánicas.

2.1.16.3.8 Baterías.

La batería cumple un papel muy importante dentro de la instalación solar **fotovoltaica aislada**, ya que es la encargada de suministrar la energía a la carga, sea esta de corriente continua o de corriente alterna, esto de manera independiente a la energía que esté produciendo el panel en ese instante.

Dentro de las funciones de la batería están también las de alimentar a la carga durante varios días incluso en aquellos en los que la producción de energía por parte de los paneles fotovoltaicos sea baja, debido a condiciones meteorológicas adversas.

Una batería debe cumplir algunas condiciones como son:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el panel solar.
- Mantenimiento nulo o mínimo.
- Fácil transporte e instalación.
- Baja autodescarga.
- Rendimiento elevado.
- Larga vida.
- Garantizar el suministro en las horas en que no existe insolación.
- Asegurar la estabilidad de la tensión para el buen funcionamiento de los equipos que alimenta el grupo solar.
- Proveer de energía a la carga cuando se presentan días con bajo nivel de radiación.



Las baterías fotovoltaicas son del tipo estacionario, debido a descargas de tipo profundo que estas tendrán en dichas instalaciones, al igual que en aquellos otros casos donde la capacidad sea elevada.

Los datos necesarios para un diseño adecuado del acumulador integrado a un sistema fotovoltaico son los siguientes:

- Tensión de funcionamiento.
- Descarga máxima al final de los días de autonomía.
- Temperatura media de funcionamiento.
- Temperatura mínima.
- Días consecutivos en los que se pueden producir bajas temperaturas.
- Tipo de regulador usado.
- Facilidad de acceso, de montaje y mantenimiento en el lugar de la instalación.

2.1.16.3.9 Reguladores de Tensión.

Por lo general los módulos fotovoltaicos tienen una tensión nominal superior a la tensión nominal de las baterías o acumuladores usados en las instalaciones debido a:

- La tensión nominal del panel debe ser más elevada, para compensar la disminución que se puede producir debido al aumento de temperatura.
- La tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico debe ser siempre mayor que la tensión máxima de batería, para poder cargarla adecuadamente.

Entonces un regulador de tensión dentro de una instalación fotovoltaica es el encargado de evitar una sobrecarga¹⁰ proporcionada por el panel en cualquier momento, precautelando así la vida útil de la batería, además de que el regulador limita la tensión de descarga a valores adecuados a las características técnicas de cada batería.

¹⁰ Sobrecarga. Valor de la potencia de salida superior a la nominal que el inversor puede admitir en un intervalo de tiempo, manteniendo sus características de funcionamiento.

2.2 ANÁLISIS DE LA POTENCIA A GENERARSE Y DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES.

Como se había mencionado la energía generada por el sol se trasmite en forma de radiación hacia la Tierra, la misma que tiene radiaciones temporales, siendo unas aleatorias como por ejemplo la nubosidad y otras más visibles como el cambio del día a la noche.

Para facilitar el estudio de la radiación solar se analizará las tres componentes que conforman la misma y se mencionaron con anterioridad:

- Radiación directa.
- Radiación difusa.
- Radiación reflejada o de albedo.

La suma de todas las radiaciones descritas recibe el nombre de radiación global que es la radiación solar total que recibe la superficie de un receptor y por lo tanto la que interesa conocer y cuantificar.

La curva que se muestra en la figura 2.27 es la cantidad de energía total recibida por el sol.

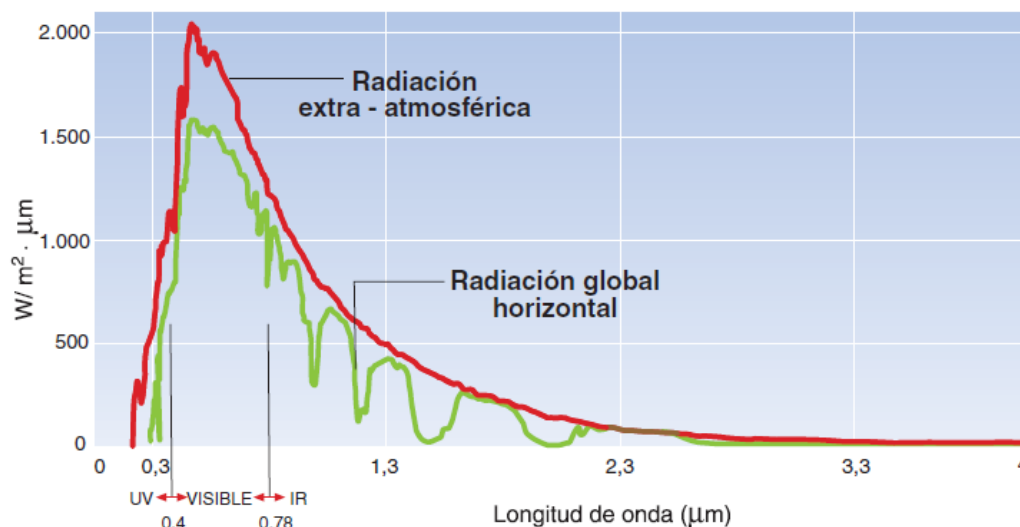


Figura 2.27 Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica en la superficie terrestre.



Es de ahí que para el cálculo de la potencia se tiene que considerar el punto máximo en el cual el panel solar recibirá la mayor cantidad de energía del sol.

En las especificaciones de los paneles solares dan de dato la potencia que este puede generar, pero la duración de la luz solar varía día a día, incluso momento a momento, de cierta manera dificultando el cálculo de la energía que puede generarse.

Para esto se realiza un promedio fijo que contemple las variaciones de la irradiación para ese mes del año, debido a que es imposible medir todos los puntos de la tierra, existen programas que permiten calcular este valor promedio, en nuestro caso particular se utiliza el programa CENSOL 5.0¹¹ en el cual se puede observar la irradiación en el Ecuador y específicamente en la ciudad de Cuenca.

Un concepto importante que se debe considerar para el cálculo es el día solar, que representa el valor promedio de horas del total de horas entre el amanecer y anochecer, durante el cual el sol es capaz de generar cierta cantidad de energía en promedio para una locación en esa época del año.

2.2.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA A GENERARSE PARA INSTALACIONES DOMICILIARIAS.

Para este cálculo se emplea la ayuda del programa CENSOL 5.0, el mismo que brinda datos relacionados con la radiación en la ciudad de Cuenca en las diferentes épocas del año.

Es así que utilizando esta herramienta se realiza el cálculo de la potencia a generarse, considerando varios parámetros como:

- El ángulo de incidencia. Que varía en cada época del año y del cual se necesita obtener la componente perpendicular a la superficie del panel.
- La Eficiencia del inversor. Para lo cual se busca que la misma no sea menor a un 85%.

¹¹ CENSOL 5.0. Programa computacional desarrollado por el Centro de Estudios de Energía Solar (Censolar).



- Considerar el mes con menor cantidad de horas de sol pico que en el caso de Cuenca es junio, con la finalidad de orientar el panel solar de tal manera que durante todo el año se aproveche la mayor cantidad de energía en la instalación.

A continuación se realiza un cálculo a manera de ejemplo para una potencia generada de 1500W, para lo cual se utiliza un inversor de marca Mastervolt modelo XS2000 (Ver ANEXO 2), el cual trabaja a una potencia de 1500W con un rendimiento óptimo del 95%, con un rango de tensión de entrada de 100 a 450 voltios de C.C y 120 voltios de corriente alterna para la salida.

El inversor que se va a utilizar para la instalación debe cumplir ciertas características entre las cuales están:

- Tener un rango variable de potencia de entrada, debido a que deben ser capaces de extraer en todo momento del día la potencia máxima del generador voltaico.
- Seguimiento del punto máximo de potencia.
- Conexión directa a la red con sus debidas protecciones eléctricas integradas.
- Dispositivos de seguridad que deberán ser de corte en el caso de existir un fallo en la red, una tensión fuera de rango, frecuencia fuera de límites, temperatura elevada, protección contra cortocircuitos y sobrecargas e inversión de polaridad.
- Desconexión automática de la red cuando la señal de la salida del inversor excede las condiciones predefinidas para la operación, lo que debe evitar así posibles daños en la red de distribución.
- Debe existir la desconexión total del inversor por la noche, dicha función debe ser automática.

Es de gran importancia saber que la potencia a generarse no dependerá de la capacidad de los paneles sino de las características del inversor, siendo esta una pequeña limitación para este tipo de generación.

A continuación con la ayuda del programa CENSOL 5.0 se obtiene los datos de radiación en la ciudad de Cuenca y las horas de sol pico (HSP)¹², para las cuales la energía generada por el panel es la máxima.

	MJ/m²	kW.h/m²
Enero	16.5	4.6
Febrero	16.5	4.6
Marzo	16.4	4.6
Abril	15.4	4.3
Mayo	15.3	4.2
Junio	14.1	3.9
Julio	15.2	4.2
Agosto	15.8	4.4
Septiembre	15.8	4.4
Octubre	17.2	4.8
Noviembre	18.2	5.1
Diciembre	17.9	5.0
Media	16.2	4.5

Tabla 2.2 Horas de sol pico en la ciudad de Cuenca.

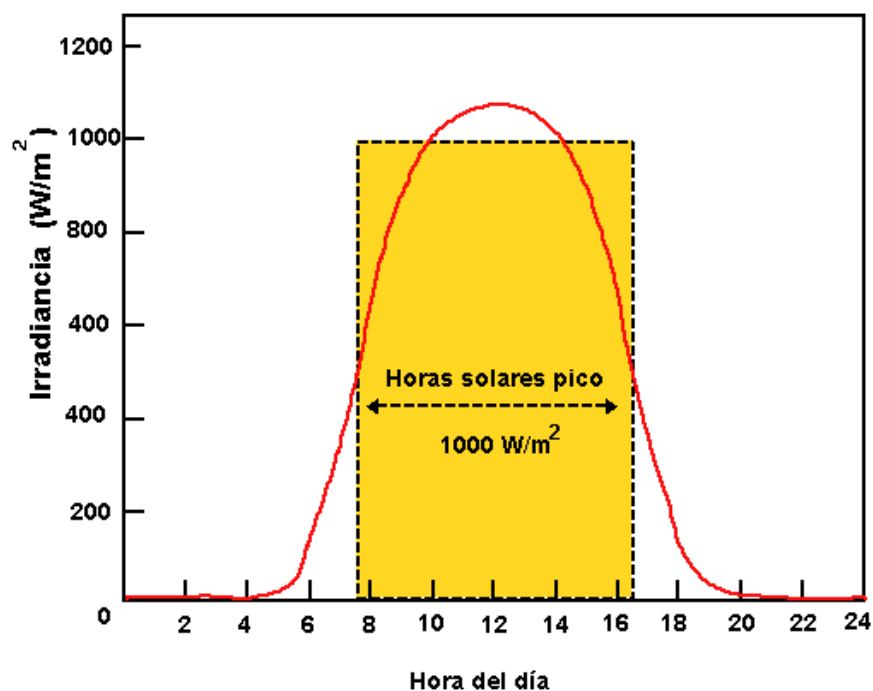


Figura 2.28 Explicación gráfica de las Horas sol pico.

Para nuestro ejemplo se calcula la potencia generada utilizando el promedio de las horas de sol pico en la ciudad (HSP=4.5h).

¹² HSP (Horas de sol pico). Número de horas diarias que, con una irradiación solar ideal de 1000 W/m² proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día.

$$P = 1.5 \text{ kW}$$

$$HSP = 4.5 \text{ h}$$

$$E = P \cdot HSP$$

$$E = 6.75 \text{ kWh}$$

Este valor de la energía se multiplica por el rendimiento del inversor:

$$6.75 \times 0.95 = 6.41 \text{ kWh}$$

Este valor se multiplica por el coseno del ángulo al cual se va a orientar el panel, en el caso de la ciudad de Cuenca se recomienda que este ángulo de inclinación sea de 10° para aprovechar de esta manera la máxima radiación solar y al mismo tiempo ayudar que el panel se limpie de las diferentes impurezas del entorno al cual se encuentra expuesto.

$$6.41 \cdot \cos(10) = 6.31 \text{ kW}$$

Este valor se multiplica por la cantidad de días de cada mes para obtener el valor de la energía generada en el mismo.

$$6.41 \times 31 = 195.77 \text{ kWh mes}$$

Para todos los días del año se realiza el mismo cálculo como muestran los valores de la siguiente tabla.

Potencia a Instalar(kW)	Eficiencia %							
1,5	Mes	HSP(kWh/m ²)	Energía	0,95	Angulo °	Corrección de ángulo	Días	kWh/Mes
	Enero	4,6	6,9	6,555	10	6,46	31	200,12
	Febrero	4,6	6,9	6,555	10	6,46	29	187,21
	Marzo	4,6	6,9	6,555	10	6,46	31	200,12
	Abril	4,3	6,45	6,1275	10	6,03	30	181,03
	Mayo	4,2	6,3	5,985	10	5,89	31	182,72
	Junio	3,9	5,85	5,5575	10	5,47	30	164,19
	Julio	4,2	6,3	5,985	10	5,89	31	182,72
	Agosto	4,4	6,6	6,27	10	6,17	31	191,42
	Septiembre	4,4	6,6	6,27	10	6,17	30	185,24
	Octubre	4,8	7,2	6,84	10	6,74	31	208,82
	Noviembre	5,1	7,65	7,2675	10	7,16	30	214,71
	Diciembre	5	7,5	7,125	10	7,02	31	217,52
TOTAL DE ENERGÍA (kWh/año)								2315,81

Tabla 2.3 Potencia anual generada en un sistema de 1.5 kW.

Es conveniente orientar el panel perpendicular a la radiación del mes de junio (Solsticio de verano) debido a que en el mismo las horas de sol pico son las menores de todo el año.

El recorrido del sol se puede apreciar con ayuda de la opción geometría solar que existe en el programa de CENSOL 5.0, el mismo nos permite verificar la variación del sol en los diferentes meses del año.

En las figuras que se ven a continuación se muestra el recorrido del sol en la ciudad de Cuenca, para lo cual se introduce la latitud de la ciudad que es de -2.88333° , la longitud -78.9833° y el día del año que para el ejemplo es el 21 de cada mes a las 12 del día.

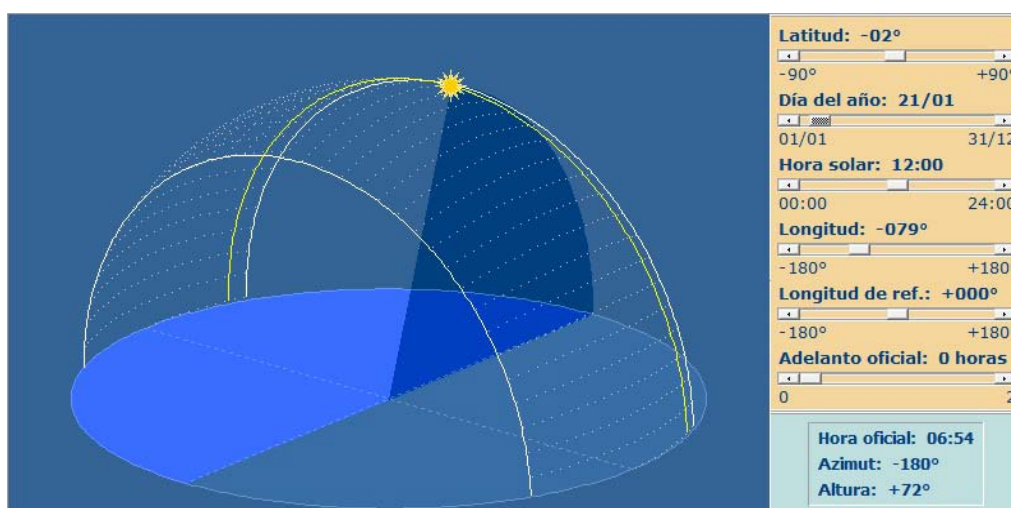


Figura 2.29 Montea solar en el mes de enero.

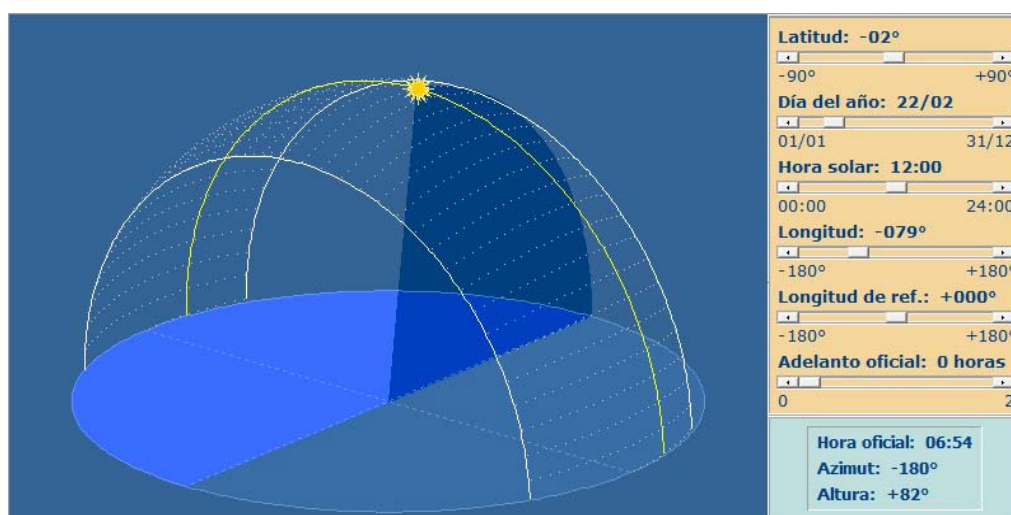


Figura 2.30 Montea solar en el mes de febrero.

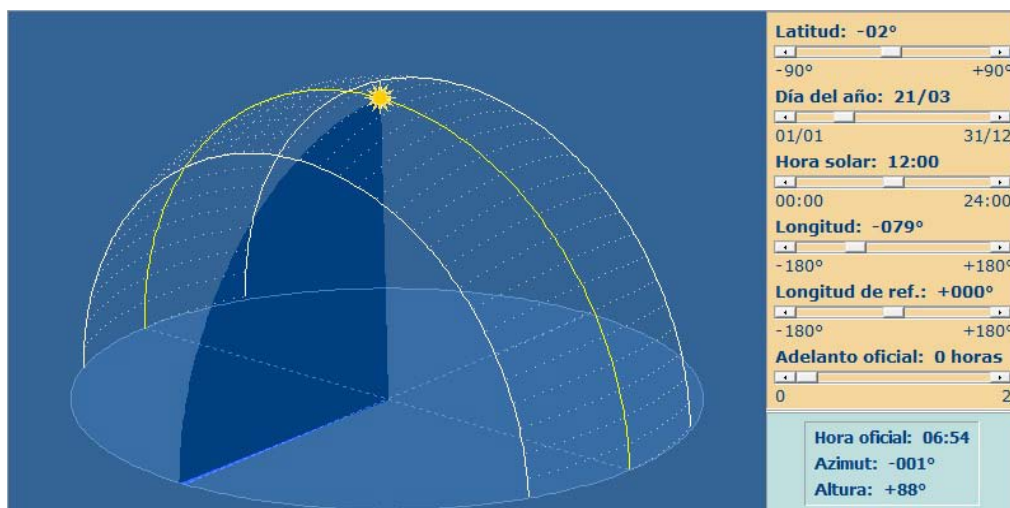


Figura 2.31 Monte solar en el mes de marzo.

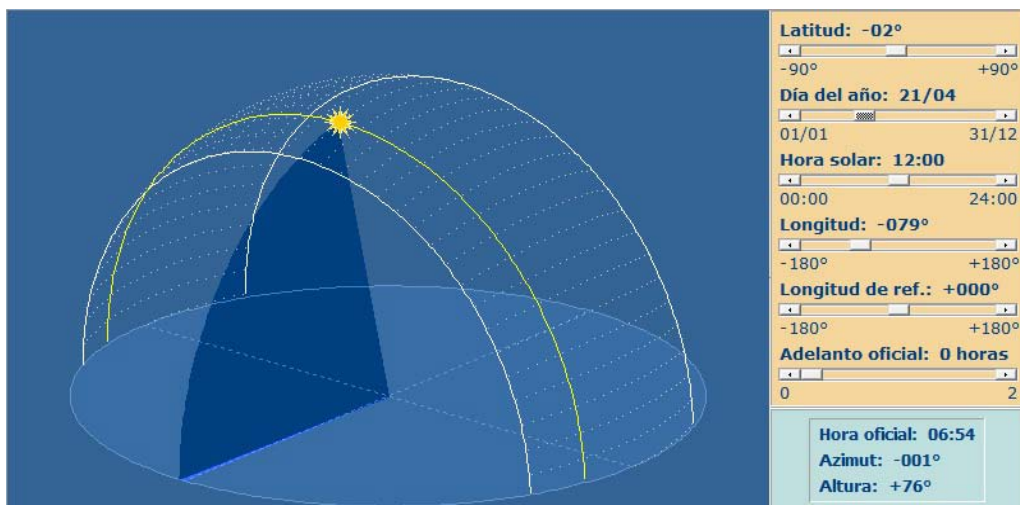


Figura 2.32 Monte solar en el mes de abril.

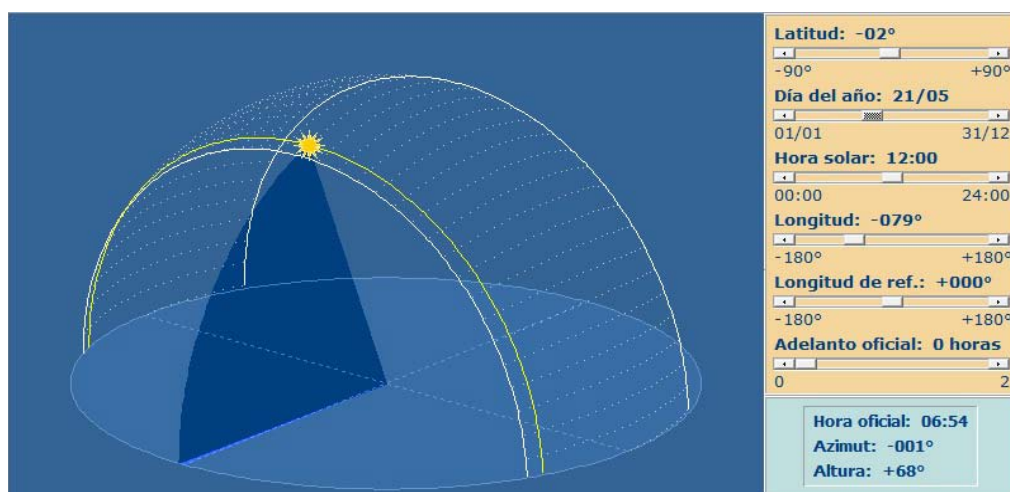


Figura 2.33 Monte solar en el mes de mayo.

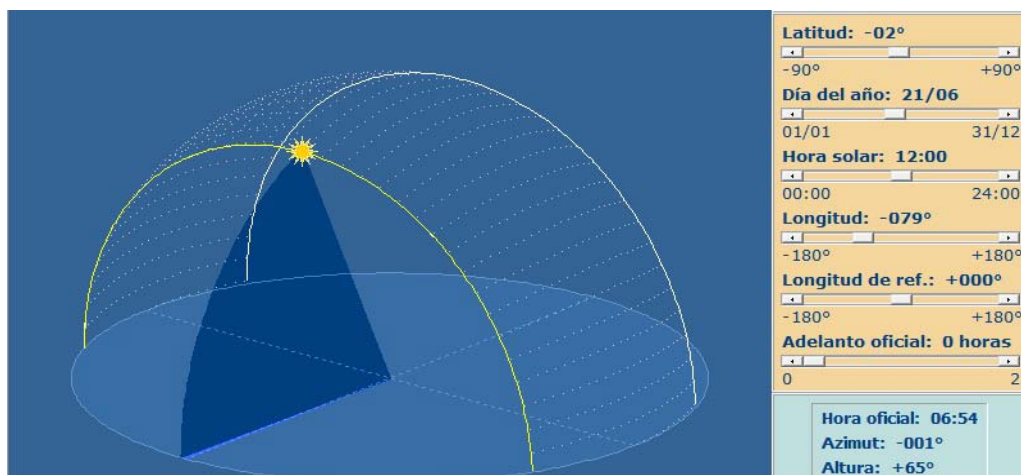


Figura 2.34 Montea solar en el mes de junio.

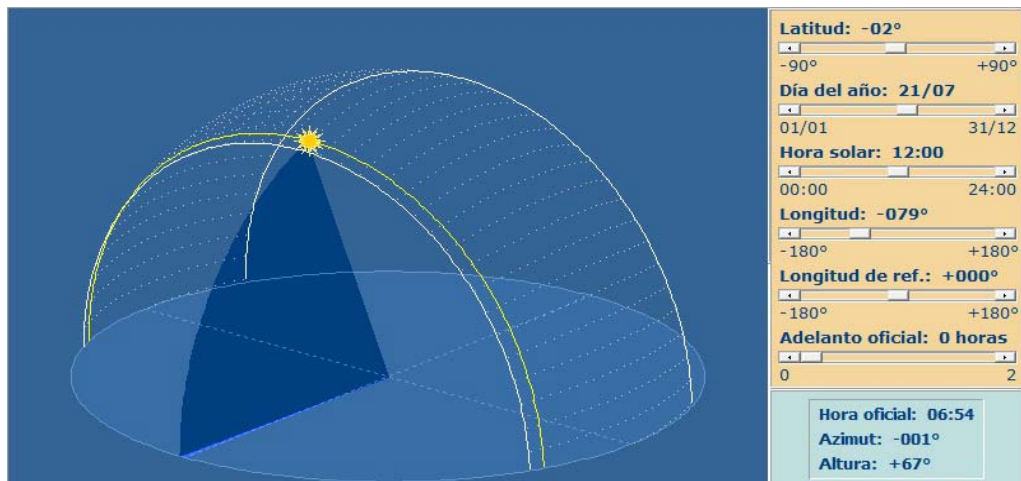


Figura 2.35 Montea solar en el mes de julio.

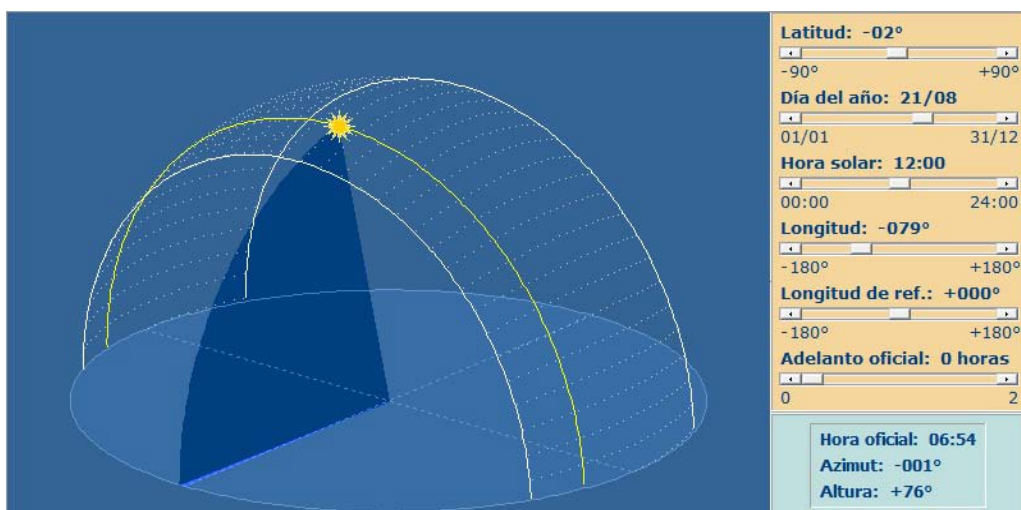


Figura 2.36 Montea solar en el mes de agosto.

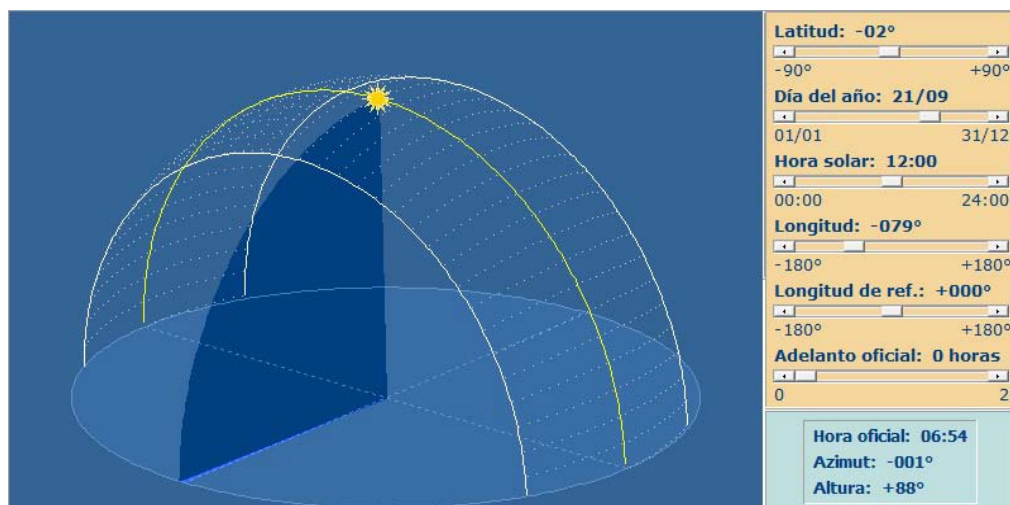


Figura 2.37 Montea solar en el mes de septiembre.

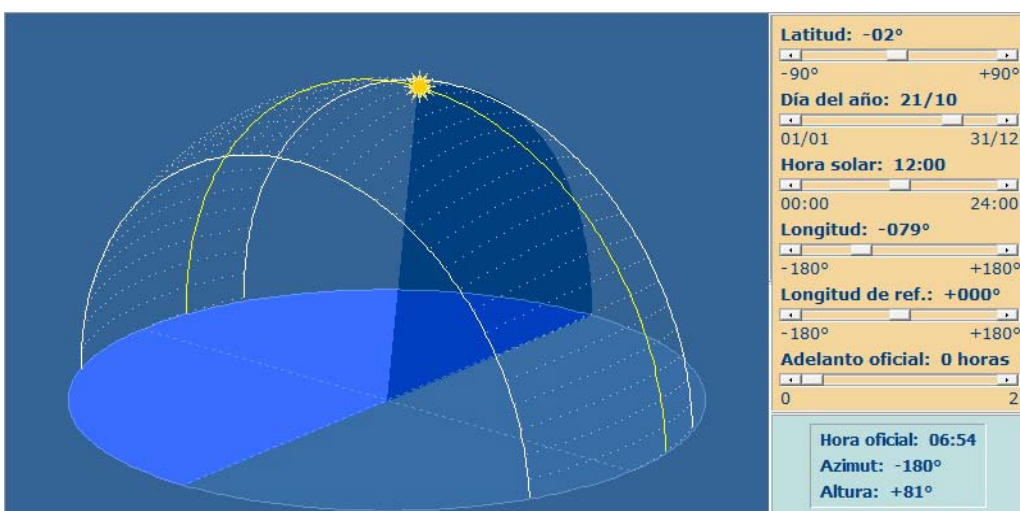


Figura 2.38 Montea solar en el mes de octubre.

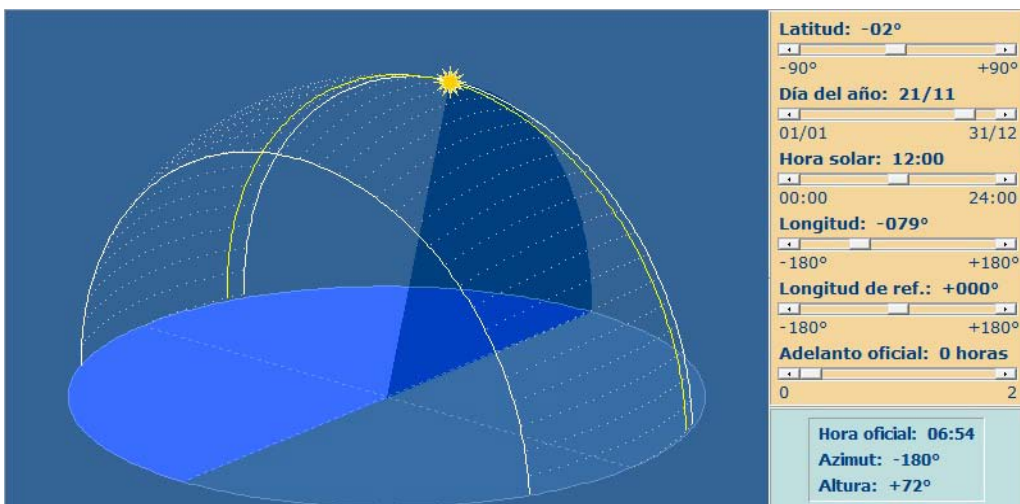


Figura 2.39 Montea solar en el mes de noviembre.

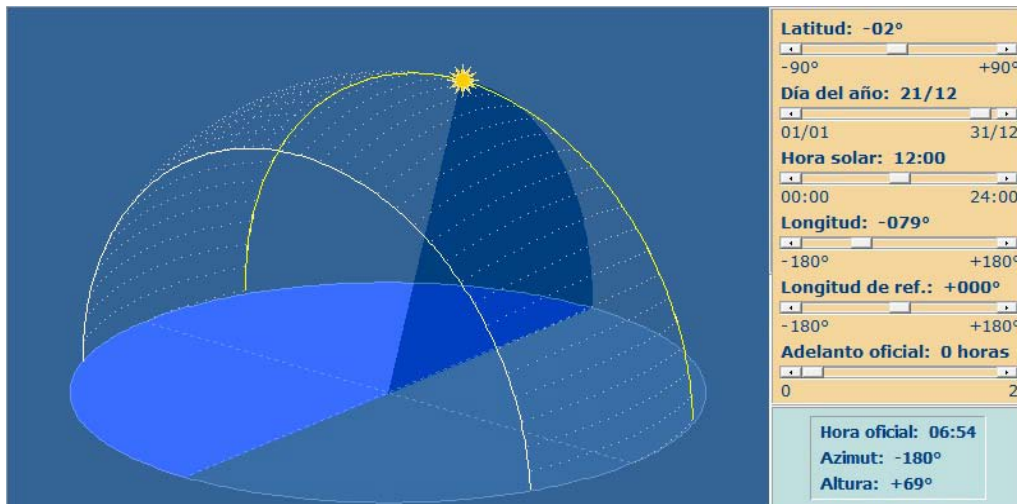


Figura 2.40 Monte solar en el mes de diciembre.

Una vez hecho el cálculo de la energía producida al año se realiza la conexión de los paneles para lo cual se utiliza seis paneles modelo fotovoltaico Monocristalino 250W STP250S 24v WD SUNTECH (ver ANEXO 3), conectados en serie para tener una tensión para el rango de entrada de voltaje al inversor.

2.2.2 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES PARA INSTALACIONES DOMICILIARIAS.

Se debe tomar en cuenta una sección óptima de los conductores para la conexión desde los paneles al inversor y de éste a la red, ya que el cable de conexión es un componente indispensable para el transporte de la energía entre las diferentes partes que integran el sistema fotovoltaico, ya que como se conoce es inevitable que la energía se pierda en forma de calor.

Los cables utilizados en un sistema fotovoltaico están cuidadosamente diseñados ya que el voltaje de corriente continua en estos sistemas es bajo (12 o 24V), por lo tanto las corrientes van a ser elevadas incluso más altas que en los sistemas de corriente alterna (110 o 220V).

Se debe considerar también que por recomendación de los fabricantes la caída de tensión no debe superar un 5% en toda la instalación.

Para la sección del conductor se considera la siguiente fórmula:



$$S = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot \Delta V \cdot V} \quad (2.10)$$

Donde:

- S: Sección del conductor en mm².
- L: Longitud de la línea en m.
- V: Tensión de servicio en voltios.
- W: Potencia transportada en vatios.
- ΔV : Caída de tensión desde el principio hasta el final de la línea en voltios.
- K: Conductividad eléctrica para el cobre.

La única norma que define diferentes niveles en base al tipo de instalación es: UNE-EN-60332 o IEC 60332¹³, en donde se incluye el tipo de conductor utilizado para las instalaciones fotovoltaicas los mismos que deben resistir las condiciones ambientales que se producen en una instalación, ya sea fija o móvil, consiguiendo así la máxima eficiencia de las mismas.

Dentro de las características obligatorias que deben cumplir los conductores, según la IEC (International Electrotechnical Commission) se encuentran las siguientes:

- RESISTENCIA A LA INTEMPERIE.
 - Temperatura máxima del conductor 120°C.
 - Resistencia a las temperaturas extremas.
 - Resistencia a los rayos ultravioleta.
 - Resistencia al ozono.
 - Resistencia a la absorción del agua.
- RESISTENCIA MECANICA.
 - Resistencia al impacto.
 - Resistencia a la abrasión.
 - Resistencia al desgarro.

¹³ IEC 60332. Norma relacionada con pruebas de cables de cobre y fibra óptica, bajo condiciones de fuego directo.

- ECOLOGICO.
 - Libre de halógenos.
 - Baja emisión de gases corrosivos.
 - Baja opacidad de humos.
 - No propagador del incendio.

Para nuestro ejemplo el conductor se calculará de la siguiente manera:

$$P = I \cdot V \quad I = \frac{P}{V}$$

$$I = \frac{1500}{144} = 10.42 A$$

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se seleccionará el tipo de conductor de la siguiente tabla que corresponde a los tipos de conductor para una instalación fotovoltaica, en este caso del catálogo Exshellent Solar (ver ANEXO 4) que cumple con la norma establecida.



Figura 2.41 Tipo de conductores utilizados en una instalación fotovoltaica.

Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Caída de tensión en DC
	mm ²		mm ²	kg/km	mm ²	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Tabla 2.4 Calibre de conductores utilizados en instalaciones fotovoltaicas.

2.2.3 CÁLCULO DE LA POTENCIA A GENERARSE PARA INSTALACIONES DE HASTA 50MW DE ACUERDO A LA REGULACIÓN NO. CONELEC-004/11.

Para inyectar el flujo de potencia generado a la red, es necesario el diseño de una subestación, la misma que convertirá mediante transformadores de potencia la tensión de suministro a niveles más bajos o más altos, para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad.

El diseño de la subestación dependerá de los parámetros de corriente, voltaje y potencia que generará la instalación fotovoltaica, para acoplarse de manera correcta a lo establecido por la empresa distribuidora, cumpliendo las condiciones técnicas y de seguridad.

Una subestación eléctrica básicamente consiste en un sistema de circuitos de entrada y salida conectados a un punto común, siendo el interruptor el principal componente de un circuito y complementándose con los transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos, para el lado de alta tensión, y sistemas secundarios como son los de control, protección, comunicación y servicios auxiliares.



2.2.3.1 Consideraciones para el Diseño de una Subestación.

El desarrollo técnico en diseño de subestaciones se basa principalmente en nuevas tecnologías, que permiten incrementar la confiabilidad y disponibilidad de subestaciones; además de los requisitos que establecen las empresas distribuidoras y el usuario final.

El diseño mecánico y eléctrico integral de las subestaciones presenta una completa gama de problemas al ingeniero diseñador, y que debe considerar lo siguiente:

- Selección de la configuración de barrajes, ya que los mismos deben brindar confiabilidad, flexibilidad y seguridad que se requieren en las deferentes subestaciones del sistema.
- Cálculo de conductores necesarios para transportar las elevadas corrientes.
- Requisitos de diseños especiales para la utilización de equipos en ambientes hostiles.
- Características de aislamiento para instalaciones y equipos de acuerdo a nivel de tensión y ubicación.
- Intensidad de campo eléctrico y presencia de efecto corona.
- Conexión a tierra para la seguridad del personal y equipos.

2.2.3.2 Procedimiento General del Diseño de una Subestación.

Considerando que este análisis se enfoca al establecimiento de una normativa, se describirá de manera general el procedimiento para el diseño de subestaciones, en base a las exigencias y tendencias que actualmente se usan, por lo que se considera de manera general:



2.2.3.2.1 Datos de Entrada.

Antes de comenzar las actividades se debe tener en cuenta:

- Localización general.
- Tensión de diseño.
- Número de circuitos iniciales.
- Equipos de transformación y/o compensación requeridos.
- Ampliaciones futuras (tamaño final de la subestación).

Se debe considerar que el número de circuitos de generación estará determinado por el diseño de la central y de la cantidad de entradas de línea en la subestación más cercana de la empresa distribuidora, en este caso la E.E.R.C.S.

2.2.3.2.2 Datos Generales.

Cuando se haya determinado el lugar en donde vaya a construirse la subestación se debe recolectar la siguiente información.

- Datos del sitio seleccionado.
 - Altura sobre el nivel del mar.
 - Temperatura mínima, media y máxima anual y mensual.
 - Humedad relativa.
 - Velocidad máxima de viento.
 - Grado de contaminación ambiental.
 - Exposición solar.
 - Precipitación pluvial.
 - Nivel de descargas atmosféricas (Nivel isoceráunico).
 - Amenazas sísmicas.
 - Características topográficas.
 - Planos generales del área con indicación de vías de acceso.
 - Líneas de transmisión.
 - Condiciones del suelo del terreno.
 - Resistividad del terreno.
- Datos del sistema.
 - Tensión y frecuencia de la instalación.



- Estudio de flujos y cargas para diferentes años.
- Corriente de cortocircuito máximo¹⁴.
- Requerimientos de estabilidad del sistema.
- Capacidad máxima de transporte y longitud de líneas de transmisión.
- Sobretensiones transitorias y de régimen permanente del sistema.
- Requerimientos de compensación reactiva del sistema en el punto de la subestación.

Para la configuración de la subestación se debe tener en cuenta los requerimientos y preferencias de la compañía dueña de la misma.

- Estudio del sistema.

A continuación se muestra un resumen de los estudios que se deben realizar para el diseño de una subestación:

Estudios	Información obtenida	Utilización de la información
Estudios Fundamentales		
a) Flujo de cargas	<ul style="list-style-type: none"> • Flujos máximos de potencia • Corrientes máximas • Tensiones máximas y mínimas 	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustes de protecciones • Establecer necesidades de compensación • Relaciones de TC's y TP's
b) Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> • Corrientes de cortocircuito • Distribución de corrientes y aportes • Relación X/R • Sobretensiones fallas asimétricas • % de corriente cd aperiódica 	<ul style="list-style-type: none"> • Equivalentes Thevenín • Coordinación de protecciones • Selección pararrayos
c) Estabilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos máximos para despeje de fallas • Sobretensiones por rechazo de carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección tiempos de recierre • Selección pararrayos
d) Sobretensiones temporales <ul style="list-style-type: none"> • Efecto Ferranti • Rechazo de carga • Por falla monofásica 	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente capacitiva de líneas • Máxima tensión extremo abierto • Sobretensiones fases sanas 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección pararrayos • Selección interruptores • Selección compensaciones • Ajustes de relés de

¹⁴ Valor máximo de la corriente que proporciona la célula o módulo iluminados bajo condiciones estándar, cuando sus bornes están cortocircuitados.



		sobretensión
e) Estudio Z(ω)-armónicos	• Frecuencia de resonancia (polos y ceros)	• Determinación de la necesidad de filtros (para el caso de sistemas de compensación)
Estudios transitorios		
a) Sobretensiones de maniobra • Energizaciones • Aperturas • Recierres • Recierre monopolar • Descarga capacitores • Despeje de fallas	• Sobretensiones máximas • Corrientes de energización • TTR en interruptores de alta tensión. • Corrientes máximas • Bobinas limitadoras • Energía pararrayos	• Dimensionamiento reactancias limitadoras • Selección pararrayos • Sintonización reactores de neutro (verificación de tomas) • Selección interruptores • Selección dispositivos de protección bobinas de bloqueo
b) Sobretensiones atmosféricas • Descargas directas e indirectas • Efecto distancia	• Máximas sobretensiones • Energía pararrayos • Distancia de pararrayos a equipos	• Selección pararrayos. • Coordinación de aislamiento

Tabla 2.5 Estudios para el diseño de una subestación¹⁵.

- Selección del sitio.

Seleccionado el sitio se deben cumplir ciertos requerimientos técnicos planteados en el estudio del sistema, y complementarse con:

- Estudios topográficos
- Estudios geotécnicos.
- Estudios sísmicos.
- Aspectos ambientales
- Urbanización y disposición física.

2.2.3.3 Cálculo de Pérdidas por Sombreado.

Dentro del diseño de una instalación fotovoltaica se debe tomar en consideración un aspecto muy importante, que es el de realizar un cálculo de sombras.

¹⁵ Carlos Felipe Ramírez (1991), "SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA TENSION"

Este cálculo ayuda a conocer la energía real generada durante todo el año, ya que debido a la presencia de objetos alrededor de la instalación, se puede bloquear una parte del recorrido solar, respecto a un punto de captación solar provocando la proyección de sombras sobre éste, disminuyendo considerablemente la capacidad de generación de la instalación fotovoltaica.

En el cálculo se deberá considerar que en el día más desfavorable del año, en la superficie útil de captación de los paneles solares no deberá existir más del 5% de sombreado, ya que resultaría inoperante si un 20% de esta superficie estuviese sombreada.

Este es un aspecto muy importante que cada diseñador debe tomar en cuenta, dependiendo del lugar en donde se situó la instalación fotovoltaica, ya que influirá directamente en la rentabilidad del proyecto, a continuación en la figura 2.42 se observa la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año.

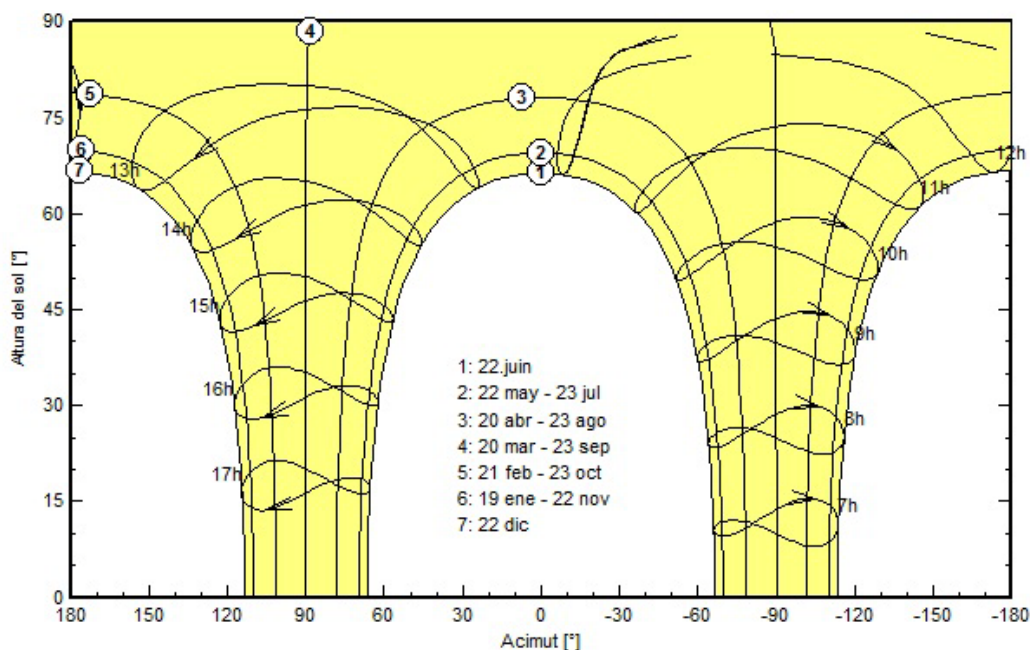


Figura 2.42 Diagrama de trayectorias del sol.

Para realizar el cálculo se requiere seguir los siguientes pasos.

- **Obtención del perfil de obstáculos.** Según el lugar en el que se sitúa la instalación fotovoltaica, se debe realizar la localización de los principales obstáculos que afectan directamente a la superficie de la instalación, en

términos de sus coordenadas de posición acimut y elevación, con la ayuda de un teodolito.

- **Representación del perfil de obstáculos.** La representación de un perfil de obstáculos se observa en el diagrama que se muestra en la figura 2.43, utilizando la ayuda del programa CENSOL 5 en la opción “Editar Obstáculo” en la cual es posible representar la edificación que hará sombra a la instalación fotovoltaica de acuerdo a la forma que esta tenga, se tomó una edificación de ejemplo para representar dicho perfil.

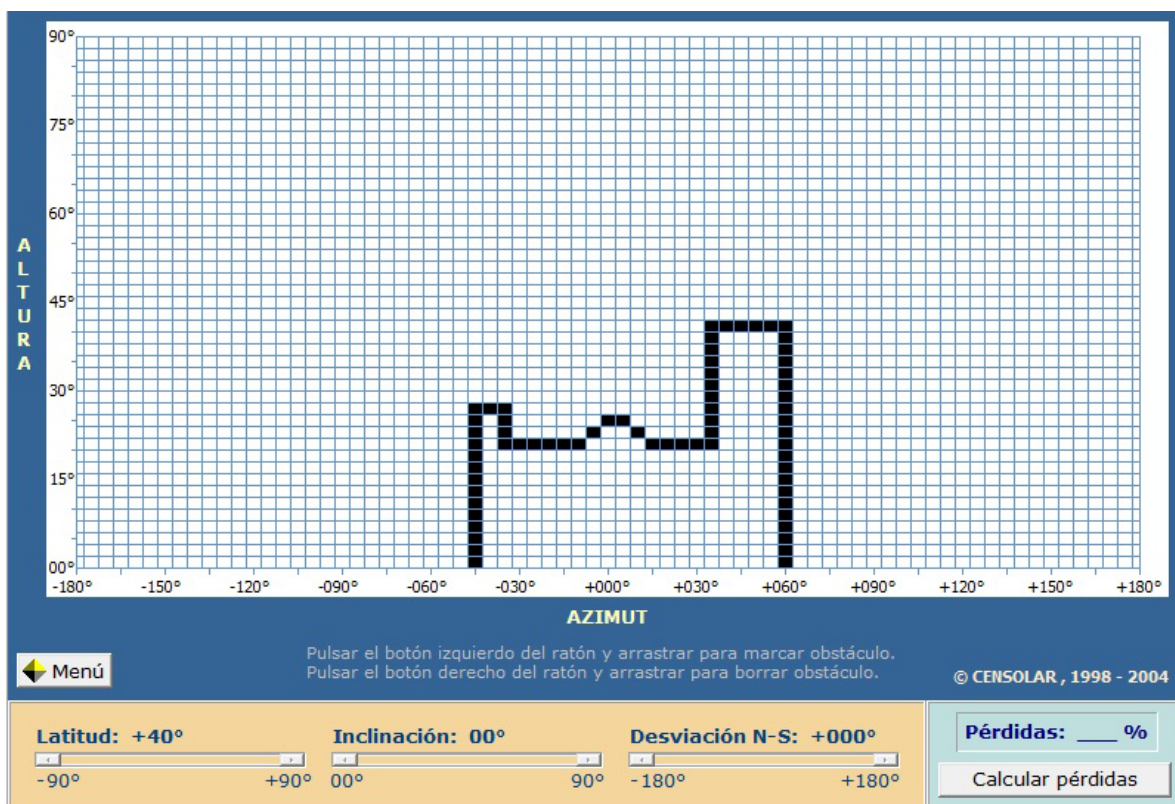


Figura 2.43 Perfil de obstáculos.

- **Cálculo.** Para calcular las pérdidas por sombreado, se debe realizar la comparación entre el perfil de obstáculos y el diagrama de trayectorias del sol.

Para simplificar el cálculo se puede emplear programas computacionales como el programa CENSOL 5 en donde se ingresa el perfil de obstáculos, así como datos de latitud, inclinación y desviación.

Es importante recordar que los datos a ingresar en el programa de simulación deben ser los correspondientes al lugar en donde se va a establecer la instalación fotovoltaica.

Ingresando datos correspondientes a Cuenca se obtiene el diagrama de trayectoria del sol, del mismo modo se realiza el perfil de obstáculos para verificar el porcentaje de pérdidas debido a sombras, el programa realiza el cálculo como se indica en la figura 2.44.

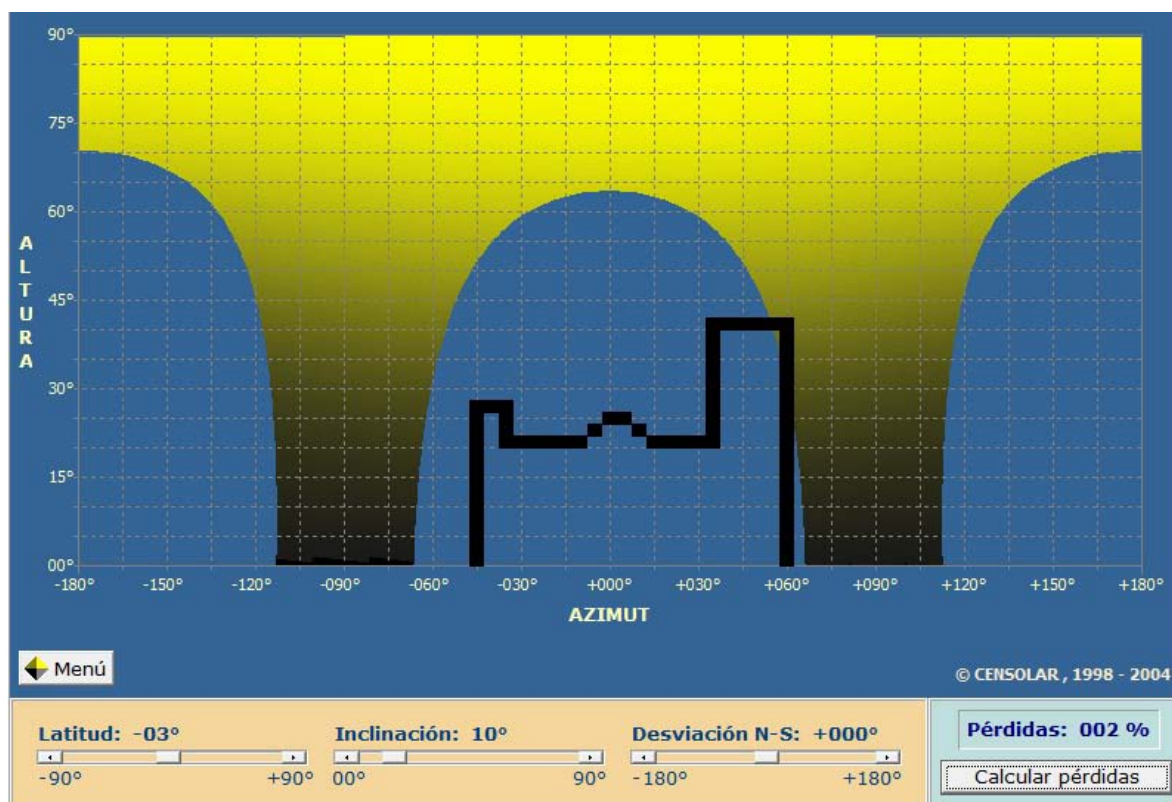


Figura 2.44 Cálculo de pérdidas por sombreado mediante CENSOL 5.

Realizado el cálculo con la ayuda del programa CENSOL 5, se procede a verificar los ingresos de la instalación fotovoltaica disminuyendo el porcentaje de pérdidas cada mes para obtener una valoración real de los ingresos a percibir en la instalación fotovoltaica por ejemplo si el ingreso en el mes de enero es de \$220000, considerando las pérdidas por sombreado en realidad será: \$215600, este cálculo se lo realiza para cada mes del año para percibir una cantidad real al finalizar el año.

2.2.3.4 Cálculo de Pérdidas por Distancia entre Paneles.

Este cálculo es necesario debido a que por lo general los paneles se disponen en filas, en las cuales se produce sombra dependiendo de la posición del sol y la distancia entre las mismas.

La distancia mínima entre fila y fila depende principalmente de la altura de los módulos así como de la inclinación de estos, y el ángulo de la altura solar mínimo en el lugar de la instalación.

Se puede calcular la distancia mediante la siguiente fórmula:

$$d = a \cdot \frac{\sin(180^\circ - \beta - \alpha)}{\sin(\alpha)} \quad (2.11)$$

Donde:

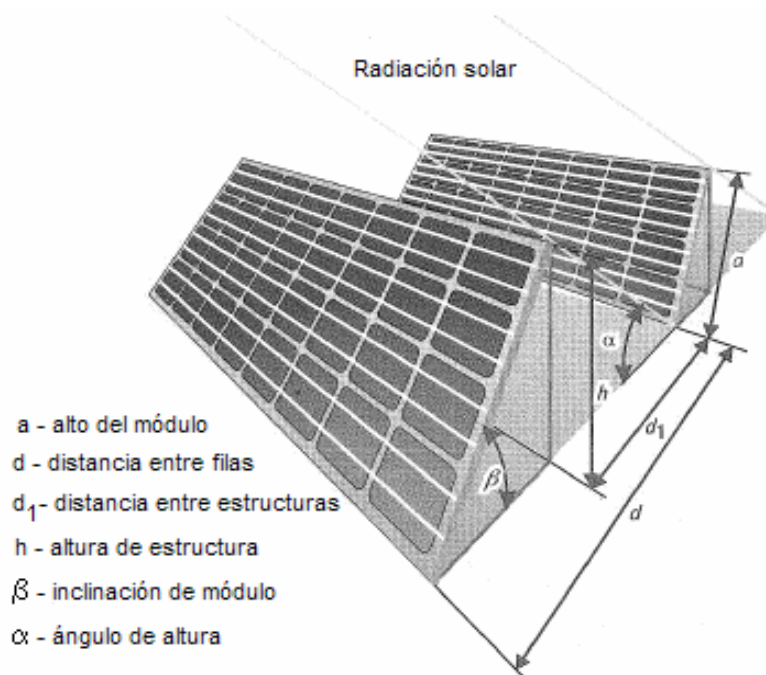


Figura 2.45 Cálculo de pérdidas por distancia entre paneles.

Los valores característicos que siguen se calculan mediante las siguientes expresiones:



$$h = a \cdot \sin(\beta) \quad (2.12)$$

$$d_1 = d - a \cdot \cos(\beta) \quad (2.13)$$

En el caso de las instalaciones conectadas a la red la distancia d_1 , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación, debe garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía en el mes más desfavorable que en el caso de Cuenca es el mes de junio.

Dicha distancia puede lograrse aplicando la expresión:

$$d_1 = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} \quad (2.14)$$

Donde $1/\tan(61^\circ - \text{Latitud})$ es un coeficiente adimensional¹⁶ denominado k .

2.3 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE CALIDAD QUE DEBEN CUMPLIR LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

2.3.1 ARMÓNICOS.

En un sistema eléctrico de potencia ideal, el voltaje y la corriente generados son perfectamente sinusoidales, sin embargo en la práctica las condiciones en dichos sistemas no son ideales, produciéndose distorsiones de estas ondas, debido a varios fenómenos como son los armónicos.

Los armónicos son tensiones sinusoidales cuya frecuencia es múltiplo de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación.

$$f_{\text{armónica}} = n \cdot 60\text{Hz} \quad (2.15)$$

¹⁶ Magnitud que carece de unidad, o cuya unidad puede expresarse como relación matemática pura.

Por lo general los armónicos son producidos por cargas no lineales que a pesar de estar alimentadas con una tensión sinusoidal absorben una intensidad no sinusoidal, quedando desfasadas la corriente y la tensión.

Cualquier tipo de carga con componentes activos (diodos, transistores, tiristores) son los que originan armónicos en la red.

Las características que definen a los armónicos son la amplitud y el orden del armónico.

2.3.1.1 Orden del Armónico.

El orden de un armónico hace referencia al número de veces que la frecuencia del armónico es mayor a la fundamental.

Por ejemplo si el armónico fundamental es de 60Hz, el armónico de 3er orden tendrá una frecuencia de 180Hz. El armónico fundamental es considerado de orden 1.

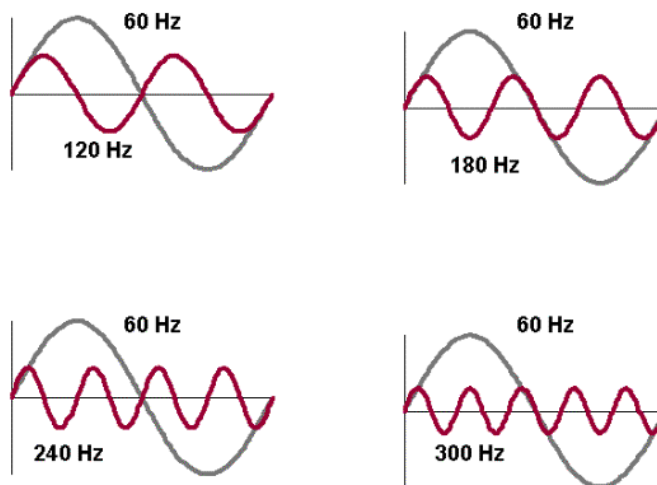


Figura 2.46 Armónicos.

Los armónicos se pueden clasificar en dos tipos: los pares; que solo existen cuando hay asimetría en la señal debida a la componente continua; y los impares que por lo general se encuentran en las instalaciones eléctricas industriales y edificios comerciales.

La figura 2.47 muestra una onda deformada que se compone de la fundamental de 60Hz combinada con las componentes armónicas de tercer y quinto orden.

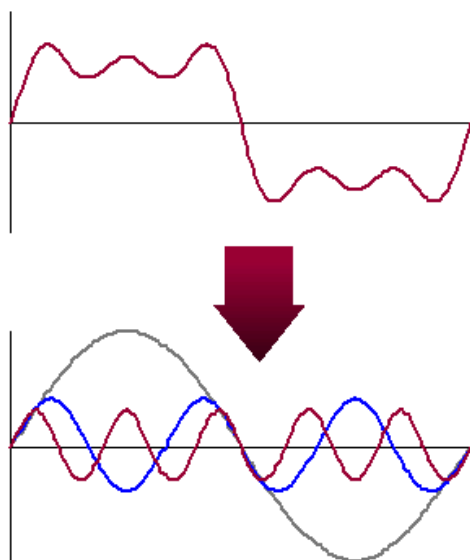


Figura 2.47 Onda compuesta por la onda fundamental, tercer y quinto armónico.

Conviene saber que los armónicos pares no son los causantes de los problemas en las instalaciones, pero los impares sí, especialmente el tercero y quinto armónico.

En el caso del tercer armónico este se origina por cargas monofásicas, mientras que el quinto es causado por las cargas trifásicas, por lo que dichos armónicos son considerados de mayor importancia en nuestro análisis.

2.3.1.2 La Distorsión Armónica.

La siguiente ecuación muestra como toda señal periódica no senoidal $i(t)$ puede descomponerse en la suma de su componente fundamental $i_1(t)$ y de sus h componentes armónicas $i_h(t)$.



$$i_1(t) = i_1(t) + \sum_{h \neq 1} i_h(t) \quad (2.16)$$

La distorsión armónica representa el contenido en armónicos que tiene esa señal. La cantidad de distorsión que presenta una señal de tensión o corriente se cuantifica mediante un índice llamado distorsión armónica total (THD). Las siguientes ecuaciones muestran tal distorsión para tensiones y corrientes.

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (2.17)$$

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (2.18)$$

En las ecuaciones (2.17) y (2.18) V_1 e I_1 son las componentes fundamentales de tensión y corriente, mientras que V_h e I_h son los armónicos h .

Debemos considerar que a mayor distorsión armónica el factor de potencia disminuye ya que la corriente armónica total es mayor que su componente fundamental. Por lo tanto la presencia de armónicos en la corriente tiene un efecto muy negativo sobre la eficiencia con que un inversor proporciona potencia a la red y es un aspecto muy importante a controlar.

De acuerdo a la normativa internacional IEC 61000-3-2 e IEEE Std 929-2000 el límite de distorsión de tensión aceptado es de $THD_v=5\%$ para redes industriales en baja tensión, en cambio para redes de media y alta tensión el nivel recomendado es de $THD_v=3\%$.

2.3.1.3 Efectos y Consecuencias de los Armónicos.

Dentro de los efectos que causan los armónicos a los diferentes equipos que están conectados a la red se encuentran los siguientes:



- Calentamiento de conductores.
- Actuación de protecciones.
- Resonancia.
- Vibraciones y acoplamientos.
- Tensión entre neutro y tierra distinta de cero.
- Deterioro de la forma de onda de la tensión.

Los armónicos pueden tener consecuencias de importancia sobre los siguientes elementos eléctricos conectados a la red:

- Motor asíncrono. Donde la circulación de corrientes armónicas provoca calentamiento de sus devanados.
- Cables. Estos presentan una impedancia que depende de la frecuencia, si esta es mayor será la impedancia lo que provocará exceso de calentamiento de los mismos.
- Condensadores. En ellos disminuye la impedancia con la frecuencia aumentando así la posibilidad de corrientes parásitas o el mal funcionamiento de protecciones y relés.
- Transformadores. Calienta el bobinado, aumenta la impedancia de la fuente y produce pérdidas por la corriente de Foucault¹⁷.

2.3.1.4 Alternativas de Soluciones para el Control de Armónicos en Redes Eléctricas.

Los métodos existentes para minimizar la distorsión armónica en las redes eléctricas, lo hacen de manera parcial sin representar una solución integral, algunos métodos son los siguientes.

A) *Sobredimensionamiento del neutro del sistema.*

Esta solución no elimina las corrientes armónicas que fluyen en los sistemas de distribución eléctrica de bajo voltaje (menos de 1000 V), sino que es una manera de enmascarar el problema y evitar sus consecuencias.

¹⁷ Corriente parásita que se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable o viceversa.



Cuando se diseña una nueva instalación, el plan es sobredimensionar algunos elementos, con el objeto de soportar las corrientes armónicas. La más amplia solución de implementación utilizada es sobredimensionar el conductor neutro.

En instalaciones existentes, la solución más comúnmente utilizada es reducir la capacidad normal del equipo eléctrico sujeto a las armónicas de corriente. La consecuencia es una instalación que no puede usar su máximo potencial, el resultado es un mayor incremento en el costo del sistema de distribución eléctrica.

B) Uso de Transformadores con conexiones especiales.

Esta solución inhibe la propagación de armónicos de corriente de tercer orden y sus múltiplos.

Los órdenes de armónicos que se eliminan dependen del tipo de conexión implementada por ejemplo:

- Una conexión delta-estrella-delta elimina los armónicos de orden 5 y 7.
- Una conexión delta-estrella elimina los armónicos de orden 3 (los armónicos circulan por cada una de las fases, y retornan por el neutro del transformador).
- Una conexión delta - zigzag elimina los armónicos de orden 5 (por retorno en el circuito magnético).

C) Uso de filtros.

Otra de las opciones que existen es la de utilizar filtros pasivos, ya que éstos presentan un camino de menor impedancia que la red, para la frecuencia de la armónica que se desea eliminar; además de este modo la corriente armónica se va por el filtro preferentemente y la impedancia total equivalente del sistema, a esa frecuencia determinada, es menor; como la corriente armónica produce una caída de tensión menor en la impedancia de la red, ello significa que la distorsión de tensión disminuye. A continuación se detallará el funcionamiento de las alternativas de filtros.



Existe una gran variedad de configuraciones de filtros pasivos que son utilizados para limitar la distorsión armónica. Las configuraciones más comunes son el filtro Sintonizado Simple, el filtro Pasa Altos de 2° Orden, y en la actualidad se está utilizando filtros Activos para el control de esta contaminación.

El filtro “Sintonizado Simple” es el más sencillo, y consiste en un banco de condensadores conectados en serie con un inductor. Ambos se sintonizan a la frecuencia que se desea atenuar. Se debe considerar que se usan para eliminar solamente una armónica determinada.

El “Pasa Alto de 2° Orden” es el más común de los filtros que presenta una característica amortiguada. La conexión de una resistencia en paralelo con el inductor le da un comportamiento amortiguado para un amplio rango de frecuencias. Estos filtros también tienen una frecuencia de sintonía, y se usan para eliminar un amplio rango de armónicas.

Uno de los tópicos que ha recibido mayor atención en la compensación de armónicas en los últimos años, es el de los “Filtros Activos” de potencia. Estos filtros están formados por convertidores estáticos PWM¹⁸.

2.3.2 TRANSITORIOS.

Se conoce como transitorio a la respuesta de un circuito eléctrico que se extingue en un periodo de tiempo, generalmente es fuertemente amortiguada y dura algunos milisegundos, pueden originarse principalmente por maniobras de conexión o desconexión, descargas atmosféricas y descargas electrostáticas.

Los transitorios eléctricos más severos son ocasionados por las descargas atmosféricas, en cambio en los transitorios eléctricos ocasionados por maniobras con interruptores se dan debido a que el sistema debe pasar de una condición a otra.

Por lo tanto un transitorio eléctrico es una manifestación de un cambio repentino en las condiciones del circuito que se da en:

¹⁸ PWM. De sus siglas en inglés de Pulse Width Modulation, o modulación por ancho de pulsos.

- Maniobras con interruptores tanto en las aperturas como en los cierres.
- En las fallas ya sean estas asimétricas o descargas atmosféricas.
- En cambios en la red ya sean cambios bruscos de cargas, así como operaciones inesperadas.

En los sistemas solares fotovoltaicos debe existir una condición de seguridad primaria que proteja a todo el equipo contra los transitorios producidos por fallas en la red, dicha condición debe también asegurar que exista una desconexión de la red y de esta manera el inversor deje de suministrar energía a la red.

Estos mecanismos de protección mantienen a salvo a los equipos de los usuarios.

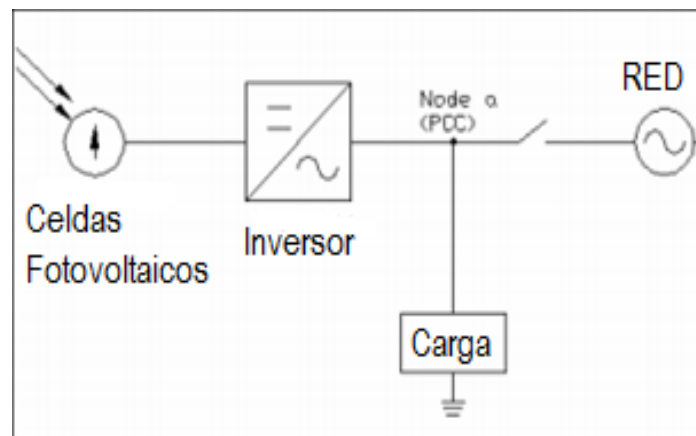


Figura 2.48 Configuración esquemática del sistema.

En la normativa se debe establecer que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no deben alimentar tensión a la línea de distribución en el caso de que esté desconectada de la red ya sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por el hecho de que ha actuado alguna protección en la línea.



2.4 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE EFICIENCIA CONSIDERANDO EL TRABAJO DE LOS PANELES EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA Y SUS POSIBLES MEJORAS (DISPOSITIVOS DE SEGUIMIENTO.)

2.4.1 CARACTERÍSTICA CORRIENTE-VOLTAJE.

La figura 2.49 representa las características corriente-voltaje y potencia-voltaje de una célula solar con irradiancia y temperatura constantes. Sobre la característica corriente–voltaje se sitúa el punto de trabajo de la célula, por ejemplo el punto B de la figura 2.49, donde la corriente aportada por la célula I_L y la resistencia R del receptor, fijan el valor de la tensión U_L , de acuerdo con la ley de Ohm:

$$U_L = I_L \cdot R \quad (2.19)$$

Donde:

R :	Resistencia del receptor.	(Ω)
I_L :	Intensidad suministrada por la célula.	(A)
U_L :	Tensión en el receptor conectado a la célula.	(V)

Es importante resaltar que es el valor de esta resistencia R y el valor de la corriente de la célula I_L los que imponen el punto de trabajo de dicha célula.

La potencia P_L entregada por la célula se representa en la curva característica potencia–voltaje por el punto B' y tiene como valor:

$$P_L = U_L \cdot I_L \quad (2.20)$$

Donde:

P_L :	Potencia entregada por la célula.	(W)
I_L :	Intensidad suministrada por la célula.	(A)
U_L :	Tensión en el receptor conectado a la célula.	(V)

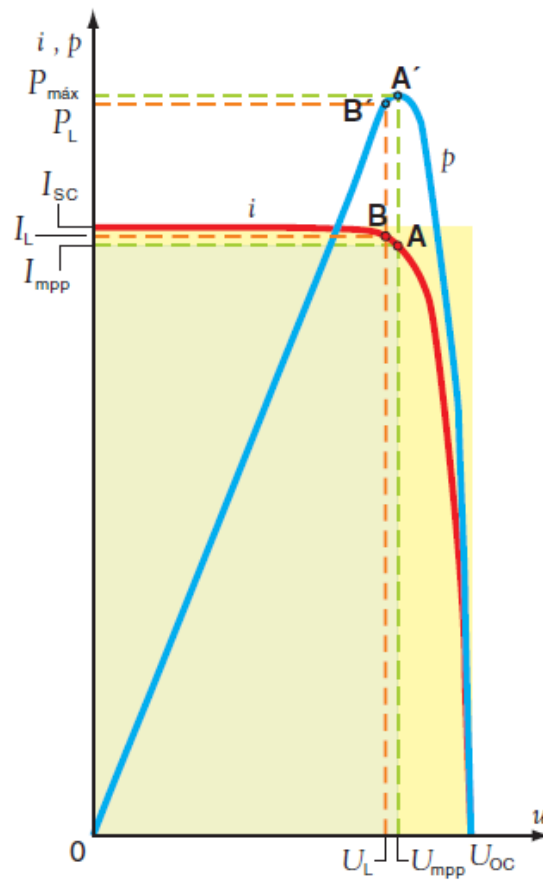


Figura 2.49 Potencia máxima y eficiencia de una célula solar.

2.4.2 POTENCIA MÁXIMA Y EFICIENCIA.

La potencia máxima es el punto de la curva característica $i-u$ en el que, la potencia entregada por la célula es máxima. Este punto, se representa por A en la figura 2.49, tiene su correspondiente punto A' en la curva característica $p-u$ de la célula.

Se cumple que:

$$P_{\text{máx}} = U_{\text{mpp}} \cdot I_{\text{mpp}} \quad (2.21)$$



En Donde:

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima de la célula. (W)

I_{mpp} : Intensidad máxima de la célula. (A)

U_{mpp} : Tensión máxima de la célula. (V)

Este producto es la potencia máxima que la célula es capaz de suministrar a un receptor, está representado en la figura por el área del rectángulo sombreado con vértice en A y siempre es inferior al área del rectángulo representado por la corriente de cortocircuito I_{sc} y la tensión de circuito abierto U_{oc} .

El cociente entre ambas áreas se denomina **Factor de Forma (FF)**:

$$FF = \frac{U_{mpp} \cdot I_{mpp}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.22)$$

En donde:

FF : Factor de forma, sin unidades.

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima. (W)

I_{sc} : Intensidad de cortocircuito. (A)

U_{oc} : Tensión de circuito abierto. (V)

El factor de forma FF siempre es inferior a la unidad, es un indicador de la calidad de la célula que será mejor cuanto más cerca esté FF de la unidad.

La Eficiencia, también denominada rendimiento de conversión, indica el porcentaje de energía solar recibida sobre la superficie de la célula que se convierte en energía eléctrica. Se calcula con el cociente entre la potencia eléctrica máxima, $P_{m\acute{a}x}$, y el producto del área superficial de la célula, A_c , por la irradiancia incidente G en condiciones estándar de medida (CEM):

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{G \cdot A_c} \cdot 100 \quad (2.23)$$



En donde:

- η : Eficiencia o rendimiento de conversión (%)
- $P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima (W)
- G : Irradiancia en condiciones CEM ($1000W / m^2$)
- A_c : Área superficial de la célula (m^2)

2.4.3 ANGULO DE INCLINACIÓN E INCIDENCIA.

Es necesario tomar en cuenta que los paneles deben estar orientados lo más perpendicular posible a la incidencia de rayos solares, para de esta manera tener un óptimo aprovechamiento de sus características técnicas, así como lograr una eficiencia basada en la cantidad de energía que absorban los mismos.

Es por lo que se debe tomar en cuenta el factor de corrección con el ángulo de incidencia de los rayos solares, calculando así la componente perpendicular del rayo incidente a la superficie del panel.

2.4.3.1 Sistemas de Seguimiento Solar de los Paneles.

En los sistemas solares fotovoltaicos existe la posibilidad de emplear elementos seguidores del movimiento del sol que favorezcan y aumenten la captación de la radiación solar para un mayor aprovechamiento de dicha energía.

Existen tres tipos de soporte para los colectores solares:

- **Soporte estático.** Soporte sencillo sin movimiento que se dispone dependiendo de la latitud de la instalación y de la aplicación que se quiera dar, se dotan a los paneles de la inclinación más adecuada para captar la mayor radiación solar posible, este tipo de sistema es el más habitual que se encuentra en las instalaciones fotovoltaicas.
- **Sistemas de seguimiento solar de 1 eje.** Estos soportes realizan un cierto seguimiento solar, la rotación de este soporte se hace por medio



de un solo eje, ya sea horizontal, vertical u oblicuo. Este tipo de seguimiento es el más sencillo y económico sin embargo incompleto ya que sólo podrá seguir o la inclinación o el acimut del Sol, pero no ambas a la vez.

- **Sistemas de seguimiento solar de dos ejes.** Con este sistema ya es posible realizar un seguimiento total del sol en altitud y en acimut y siempre se conseguirá que la radiación solar incida perpendicularmente, obteniéndose la mayor captación posible, mejorando en gran escala el aprovechamiento de energía.

Existen tres sistemas básicos de regulación del seguimiento del sol por dos ejes:

- **Sistemas mecánicos:** El seguimiento se realiza por medio de un motor y de un sistema de engranajes. Dado que la inclinación del sol varía a lo largo del año es necesario realizar ajustes periódicos, para adaptar el movimiento del soporte.
- **Mediante dispositivos de ajuste automático.** El ajuste se realiza por medio de sensores que detectan cuando la radiación no incide perpendicular al panel corrigiéndose la posición por medio de motores.
- **Dispositivos sin motor.** Sistemas que mediante la dilatación de determinados gases, su evaporación y el juego de equilibrios logran un seguimiento del sol.

2.5 NIVELES DE SEGURIDAD.

Para tener garantía de los niveles de seguridad dentro de una instalación fotovoltaica así como de los operarios y usuarios frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos y sobrecargas se deben cumplir las exigencias previstas en la reglamentación actual del país, además de considerar las siguientes recomendaciones tomando de referencia normas internacionales:

- Interruptor General Manual. Este es un interruptor de tipo magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, el mismo que tendrá acceso por parte de la misma.



- Interruptor automático diferencial. Este elemento se utiliza para la protección de las personas en el caso de un contacto indirecto con alguna parte de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión. Este dispositivo realiza la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica en el caso de falla como la pérdida de tensión y frecuencia de la red.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión en la red. Este tipo de protecciones para el caso de conexiones a las redes trifásicas deberán utilizarse en cada fase.
- Reconexión automática de la instalación fotovoltaica a la red cuando se restablece la tensión por la empresa distribuidora.

Para realizar mantenimiento de la instalación, la misma debe permitir la desconexión del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de alterna.

En resumen, en toda instalación fotovoltaica se deben incluir los elementos y características necesarias para garantizar la calidad del suministro eléctrico continuamente.

2.5.1 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

La IEEE define al sistema de puesta a tierra como: «Una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a la tierra o a algún cuerpo conductor de dimensión relativamente grande que cumple la función de la tierra»¹⁹.

En lo que se refiere con los sistemas de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, se harán de manera que no afecten a las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, asegurando que no se den transferencias por fallas a la red de distribución.

¹⁹ Tomado del manual de la IEEE, de sus siglas en inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers



El sistema de puesta a tierra en un sistema fotovoltaico o en cualquier instalación eléctrica es de gran importancia en la protección de equipos debido a que:

- Obtiene una resistencia eléctrica de bajo valor para derivar a tierra fenómenos eléctricos transitorios (FETs.), tales como corrientes de fallas estáticas y parásitas, así como ruido eléctrico y de radiofrecuencia.
- Mantiene los potenciales que se producen por las corrientes de falla dentro de los límites de seguridad, de tal modo que las tensiones de paso o de toque no representen peligro para los humanos y/o animales.
- Permite que el equipamiento de protección sea más sensible y de lugar a una rápida derivación de las corrientes defectuosas a tierra.
- Es importante determinar el lugar, donde se lo va a ubicar, para lo cual se debe considerar las propiedades de los suelos.
- Una propiedad principal a tomar en cuenta es la resistividad con su símbolo ρ .

Dentro de un sistema de puesta a tierra, se debe considerar que la resistencia eléctrica no debe sobrepasar ciertos límites, de acuerdo a normas tanto nacionales como internacionales.

Para bajar la resistencia hay ciertos métodos tales como:

- Aumentar el número de electrodos en paralelo.
- Aumentar la longitud de los electrodos.
- Aumentar el diámetro de los electrodos.
- Aumentar la distancia entre ejes de los electrodos.
- Cambiar el terreno existente por otro de menor resistividad.
- Tratamiento químico electrolítico del terreno (carbón vegetal, bentonita, sal o gel especial para sistemas de puesta a tierra).

Tomando en consideración los diferentes métodos de hacer una puesta a tierra, estos pueden ser mediante el uso de un electrodo, el cual es el elemento que está en contacto directo con la tierra, el material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones de suelo.



Los materiales usados incluyen: cobre, acero galvanizado, acero inoxidable y hierro fundido. El cobre generalmente es el material preferido para estas instalaciones.

El electrodo puede tomar diversas formas: varillas verticales, placas y conductores horizontales.

Estos electrodos de tierra pueden ser utilizados como electrodos individuales o utilizarse varios electrodos eléctricamente conectados entre sí.

Se recomienda la utilización de electrodos del mismo material, para evitar problemas de corrosión por par galvánico.

Considerando lo expuesto anteriormente se tiene:

- Toda instalación deberá tener una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, por medio de un transformador de aislamiento.
- Las masas de la instalación fotovoltaica deberá conectarse a una tierra diferente del neutro de la empresa distribuidora.
- Los sistemas de protección de sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito, sobrevoltajes y puestas a tierra deben someterse a las reglas del Código Eléctrico Nacional (CPE INEN 19:2000 sección 240, 250, 690-41) o las normas del NEC National Electrical Code.
- Toda instalación de un sistema fotovoltaico deberá estar protegida frente a corrientes de cortocircuitos, sobrecorrientes, sobrevoltajes.
- Los sistemas fotovoltaicos deben disponer de elementos de seccionamiento manual para operación y mantenimiento, estos elementos deberán estar en un lugar accesible; para control de mantenimiento preventivo y correctivo, puede ser en un gabinete.
- Los fusibles, porta fusibles y adaptadores deben estar rotulados con su corriente nominal.
- Los fusibles deben ser de fácil adquisición, es decir, fáciles de encontrar en el mercado local.



- Los fusibles e interruptores termo magnéticos deben instalarse en la línea de polaridad positiva o utilizar interruptores de dos polos.
- Si en un grupo de paneles conectados en serie, uno de ellos falla, bien por avería interna o por recibir temporalmente sombra, dejaría fuera de servicio a los demás paneles de la serie, por lo cual se debe instalar un pequeño elemento denominado diodo de by pass, de voltaje dos veces mayor al voltaje de circuito abierto del panel, conectado en paralelo entre sus terminales. Dicho elemento proporciona un camino alternativo a la corriente generada por los demás módulos de la serie. El diodo de by pass se conecta con su cátodo unido al terminal positivo del módulo. Algunos fabricantes ya incorporan este dispositivo montado en la caja de conexión de cada panel.
- Las condiciones atmosféricas del Ecuador obligan que las instalaciones fotovoltaicas deben tener una puesta a tierra, a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.
- Todas las partes metálicas no activas accesibles de las cajas de conexión, equipos y aparatos de todo el sistema fotovoltaico y de carga continua, deben conectarse a la puesta a tierra.
- El electrodo de tierra debe ser una varilla de acero fundido con recubrimiento de cobre enterrado verticalmente, en un terreno previamente estudiado y tratado, si es necesario, y a una profundidad de por lo menos 2,40 m.
- La conexión del electrodo es por medio de una unión termo soldada.

2.6 NORMATIVAS Y RECOMENDACIONES INTERNACIONALES APLICADAS DE ACUERDO A LAS CONDICIONES ECUATORIANAS Y DE LOS EQUIPOS.

A nivel internacional se han creado distintos documentos y normativas para mejorar las condiciones de operatividad y seguridad de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, sobre todo en baja tensión; en donde se analizan todo tipo de protecciones ante fallos de aislamiento. En nuestro país no todavía existe un documento en donde se detalle los requisitos que deben cumplir este tipo de instalaciones para la conexión a la red, por lo que, para la elaboración esta tesis se ha tomado en consideración los siguientes documentos:



- ***Real Decreto Español. 842/2002 Reglamento de Baja Tensión²⁰.***
 - Instrucción ITC-BT40 " Instalaciones Generadoras de Baja Tensión".
 - Instrucción ITC-BT17 " Instalaciones de Enlace. Dispositivos Generales e Individuales de Mando y Protección."
 - Instrucción ITC-BT24 " Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos".
 - Instrucción ITC-BT37 " Instalaciones a tensiones especiales".

- ***Real Decreto Español. 1663/2000 Conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red de Baja Tensión.²¹***
 - (Capítulo III, Art. 8 - 1) Condiciones Técnicas de Carácter General.
 - (Capítulo III, Art. 11 - 2) Protecciones.
 - (Capítulo III, Art. 12) Condiciones de Puesta a Tierra.

- ***IDAE (PCT-C) Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a la Red en España.***
 - (5.9) Protecciones y puesta a tierra.
- ***Normas Internacionales (IEC) para Instalaciones.²²***
 - IEC 60364-7-712 Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales - Sección 712 - Sistemas de generación fotovoltaica.
 - IEC TS 62257-7-1:2006-12 Especificaciones técnicas; recomendaciones para pequeñas instalaciones de energía renovable e híbrido en electrificación rural – Parte 7-1: Generadores Fotovoltaicos.
 - IEC 62257-5:2005-07 Especificaciones técnicas; recomendaciones para pequeñas instalaciones de energía renovable e híbrido en electrificación rural.

²⁰ Decreto que hace referencia al Reglamento electrotécnico para baja tensión, promulgado en España el 2 de agosto de 2012,

²¹ Real Decreto Español aprobado el 29 de septiembre de 2000, que se refiere a la conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la red de baja tensión.

²² IEC. por sus siglas en inglés, International Electrotechnical Commission,



- **Normas Internacionales (IEC) para Inversores Fotovoltaicos.**

- IEC 62109-1 Ed.1: IEC 62109-1 Seguridad en convertidores de potencia para uso en sistemas fotovoltaicos - Parte 1: Requerimientos generales
- IEC 62109-2 Ed.1: Seguridad en convertidores de potencia para uso en sistemas fotovoltaicos - Parte2: Requerimientos particulares para inversores.

Es importante mencionar que las normativas de aplicación para las protecciones mencionadas en esta información técnica; los vigilantes de aislamiento y monitores de corriente diferencial, se quiere asegurar las exigencias de calidad técnica y funcionamiento, y con ello la seguridad de las personas e instalaciones.

- **Normas UNE (España).**²³

Las principales son las siguientes:

- UNE-EN 61725 (noviembre 1998): Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61215 (abril 1997): Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61646 (diciembre 1997): Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 60891 (1994): Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica i-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 60904-1 (1993): Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60904-2 (1998): Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.

²³ Norma española relacionada a un conjunto de normas tecnológicas.



- UNE-EN 60904-3 (1993): Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiación espectral de referencia.
- UNE-EN 60904-6 (1998): Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 61194 (1995): Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 61277 (abril 2000): Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- UNE-EN 61727 (noviembre 1996): Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- UNE-EN 61173 (abril 1998): Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía – Guía.
- UNE-EN 61724 (abril 2000): Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE 206001 EX (diciembre 1997): Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.

Otras normas relacionadas que se deben tener en cuenta son:

- UNE 20501-1 (1994): Ensayos ambientales. Parte 1: Generalidades y guía.
- UNE 20501-2-3 (1987): Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayos. Ensayo Ca: Ensayo continuo de calor húmedo.
- UNE 20501-2-21 (1988): Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayos. Ensayo U: Robustez de los terminales y de los dispositivos de fijación.
- UNE 20675-2-1 (1989): Clasificación de las condiciones ambientales. Parte 2: Condiciones ambientales presentes en la naturaleza. Temperatura y humedad.



- UNE 21806-2 (1987): Perturbaciones producidas en las redes de alimentación por los aparatos electrodomésticos y los equipos análogos. Parte 2: Armónicos.
- UNE 21806-3 (1987): Perturbaciones producidas en las redes de alimentación por los aparatos electrodomésticos y los equipos análogos. Parte 3: Fluctuaciones de tensión.
- UNE 20460 Serie: Instalaciones eléctricas en edificios.

- **Normas en EEUU.**

- UL 1741:1999-05-07 Static inverters and charge controllers for use in photovoltaic power systems.
- IEEE Std 929-2000 Recommended Practice for Utility-interface of Photovoltaic Systems.
- NEC 690 Grid-connected Photovoltaic systems.

- **Otros Documentos.**

- IEA International energy agency²⁴
- Guidelines in selected IEC countries Report IEC-PVPS T05-05:2002 Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipment.

- **EN 61557-8: 1997-10.²⁵**

- Seguridad eléctrica en las redes de distribución de baja tensión hasta 1000 V c.a. y 1 500 V c.c. Equipos para el control, medida o ensayo de las medidas de protección. Parte 8: Dispositivos controladores de aislamiento mediante sistemas IT.

²⁴ www.iea.org Report IEA PVPS T05-04:2001 PV System Installation and Grid-Interconnection

²⁵ Norma referente a la seguridad eléctrica en instalaciones fotovoltaicas.



- **IEC60755.**

- Requerimientos generales para dispositivos de protección operados por corriente residual.

2.7 NORMATIVAS QUE DEBEN CUMPLIR LOS EQUIPOS PARA SU CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA.

La instalación fotovoltaica con conexión a red, como se ha mencionado, está conformada por varios dispositivos que captan la energía emitida por el sol, generando de esta manera energía en forma de corriente continua C.C, que posteriormente es transformada en corriente alterna para la conexión a la red de distribución, haciendo que esta energía pueda ser utilizada por los usuarios conectados a la red. Sin embargo según el análisis que se ha realizado, estos dispositivos deben cumplir con una serie de requerimientos técnicos de seguridad, que garanticen su correcto funcionamiento, y que de esta manera no alteren el funcionamiento de la red de distribución a la que se van a conectar.

A continuación se establecen los parámetros que deben cumplir cada uno de los elementos que se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas para su conexión a la red:

2.7.1 PANELES FOTOVOLTAICOS.

Universalmente los parámetros de las células fotovoltaicas que forman dichos paneles, se determinan por características generales como:

- Irradiancia, solar expresada en kW/m^2 que en condiciones estándar es de 1000 W/m^2
- Temperatura, que en condiciones estándar es de 25°C .
- Distribución espectral AM 1,5 G en condiciones estándar.



Los paneles fotovoltaicos son grupos de células solares interconectadas de silicio o de diferentes aleaciones como el telurio de cadmio, arseniuro de galio y diseleniuro de cobre en indio; y dispuestas entre dos láminas de las cuales al menos una debe ser traslúcida, las mismas que contienen varias células solares, y en la cuales se puede obtener el voltaje deseado conectándose entre sí tanto en serie como en paralelo.

Los parámetros técnicos que estos dispositivos deben cumplir son:

- Los Paneles fotovoltaicos se caracterizan por su *Potencia Pico*, siendo este parámetro de mucha importancia, ya que es el valor de potencia máxima producida por el panel.
- Todos los paneles utilizados en la instalación deberán cumplir con la certificación de la UNE, la IEC 61215 y la IEC 61730 que recogen las características que deben cumplir en la fabricación de un panel de silicio cristalino, además de que deben ser del mismo modelo, de tal manera que garanticen la compatibilidad entre ellos, disminuyendo de esta manera efectos negativos en la instalación debido a esta causa.
- En caso de que los paneles que se utilicen no sean calificados, se deberá presentar la justificación respectiva, además de que se deben presentar los documentos o información acerca de las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos.
- Los paneles deberán estar constituidos de material monocristalino o policristalino.
- Todo panel fotovoltaico debe tener el nombre del fabricante, modelo y número de serie en una placa totalmente visible.
- La garantía del panel debe ser de mínimo 10 años o acorde a la vida útil de la instalación fotovoltaica, garantizando que su eficiencia no haya disminuido más del 5%.
- Los paneles deben incorporar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Si existen marcos laterales del panel estos serán de aluminio o acero inoxidable ya que el panel estará sometido a condiciones de lluvia.
- Los valores de potencia máxima y corriente de cortocircuito nominal, deben estar dentro del margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo dados para el fabricante.



- Para facilitar el mantenimiento y reparación del panel, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

La estructura del panel deberá estar conformada por los siguientes elementos:

- Encapsulante.
- Cubierta exterior de vidrio templado.
- Cubierta posterior.
- Marco de metal.
- Caja de terminales.
- Diodo de protección.

Si se desea aumentar la eficiencia de los paneles, es recomendable incluir un sistema de seguimiento solar, los mismos que aumentan la captación de la radiación solar. Estos pueden ser:

- Sistemas de seguimiento solar de 1 eje.
- Sistemas de seguimiento solar de 2 ejes.

2.7.2 INVERSORES PARA CONEXIÓN A RED.

Son elementos electrónicos que convierten la corriente continua en corriente alterna, su funcionamiento se basa en electrónica compleja, de tal manera que permiten conectar los sistemas fotovoltaicos a la red de distribución eléctrica.

Dentro de las características principales que deben cumplir los inversores se tiene:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- De tipo autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en modo aislado, es decir no debe funcionar o seguir inyectando potencia a la red si en ésta no existe tensión.



Se tiene que tomar en cuenta que la potencia del inversor será mínimo el 80% de la potencia pico del valor de potencia que se está generando.

Los parámetros que debe cumplir un inversor para su correcto funcionamiento, están determinados por:

- Voltaje y corriente a la entrada del inversor acorde con la que se debe adaptar al generador.
- Potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida.
- Frecuencia de trabajo de 60Hz y eficiencia mayor al 85%.
- Voltaje de fase en la red, que dependerá del punto de conexión en la red de distribución.
- Potencia reactiva de salida del inversor.

Los inversores deben cumplir con normas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, además deben cumplir con las siguientes protecciones:

- Protección frente a cortocircuitos en corriente alterna.
- Protección frente a tensiones fuera de rango.
- Protección frente a frecuencia de red fuera de rango.
- Protecciones frente a sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares.
- Protecciones ante perturbaciones en la red como: pulsos, microcortes, retorno de la red, etc.

El inversor debe tener una correcta señalización para facilitar su operación. Además debe contar con controles automáticos que aseguren su supervisión y uso; un control manual de encendido y apagado general del inversor, y un control manual para la conexión y desconexión del mismo de la parte de corriente alterna que podrá ser externo a este.

Los valores de eficiencia de los inversores para potencias menores a 5kW, deben estar en un rango del 85% al 88%, y para inversores mayores a 5kW los valores de la eficiencia estarán en un rango del 90% al 92%.



El autoconsumo del inversor en modo nocturno, debe ser menor al 0,5% de su potencia nominal; y sin carga conectada será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía ocasionadas diariamente por el autoconsumo del inversor deben ser inferiores al 5%, teniendo en cuenta que el inversor debe contar con un sistema de “stand by” para reducir este tipo de pérdidas.

El factor de potencia de la potencia generada debe ser mayor al 0,95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

Los inversores deben garantizar operatividad en condiciones ambientales de temperatura entre -5°C y 40°C, y de humedad relativa entre 0% y 95%.

Los inversores utilizados para las instalaciones fotovoltaicas son:

- Inversores de conmutación natural o conmutada por la red.
- Inversores de conmutación forzada o autoconmutados.

Estos últimos pueden tener a la salida una forma de onda de tipo cuadrada (PWM) con poco contenido de armónicos, lo que permiten tener rendimientos por encima del 90%, inclusive con bajos niveles de carga.

Se debe considerar que la eficiencia de un inversor dependerá en gran parte del régimen de carga al que se someta, lo que quiere decir que la eficiencia no es constante siendo mayor para regímenes de carga bajos.

Los requisitos técnicos que deben satisfacer los inversores de tipo monofásico o trifásico que funcionan como fuente de tensión fija, es decir cuyo valor eficaz de tensión y frecuencia de salida son fijos, se describen a continuación:

- Los inversores serán de onda senoidal pura, haciendo una excepción en el caso de que la potencia nominal sea inferior a 1 kVA, ya que en estos casos, no se producen daño a las cargas.
- El inversor se encarga de una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada que el sistema admita.



- El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada en el margen de temperatura que especifica el fabricante.
- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas que se tienen en la instalación sin interferir en su correcta operación.
- Para inversores diferentes a los tipos que se han mencionado, se exigirá que cumplan con requisitos de calidad similares.

2.7.3 CONDUCTORES.

Considerando recomendaciones internacionales así como las guías técnicas ICT-BT-19²⁶, y la ICT-BT-20²⁷, los conductores deben ser de cobre y deben estar aislados a excepción de los que se montan sobre aisladores. Además de cumplir con las normas UNE-EN-60332 o IEC 60332.

Los conductores que se utilizan para la instalación deben contar con la sección adecuada para minimizar las caídas de tensión, así como los calentamientos del cobre por el efecto Joule; para cada uno de los tramos, el rango de caída de tensión debe considerarse entre el 4 y 5% como se indica a continuación:

- Caída de tensión máxima en la parte de corriente continua, 2.5%.
- Caída de tensión máxima en la parte de corriente alterna, 1.5%.

Para una mayor seguridad, los conductores deben separarse tomando en consideración los positivos y negativos para impedir que se produzcan uniones que termine en cortocircuitos y demás problemas.

En el diseño se debe incluir la cantidad de cable utilizado tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna considerando reservas pertinentes para futuras instalaciones, así como para evitar la posibilidad de contacto en el momento de flujo de personas.

²⁶ Prescripciones generales de instalaciones interiores o receptoras

²⁷ Sistemas de Instalación para instalaciones interiores o receptoras



2.7.4 REGULADORES.

Los reguladores deben cumplir con las siguientes especificaciones generales.

- Marca Comercial.
- Nombre del fabricante.
- Modelo.
- Número de Serie.
- Procedencia.

En el caso de nuestra normativa, se considera que los reguladores deberán cumplir certificaciones como la UL1741, CE, IEEE, además de una protección de clase IP 32, dentro de las viviendas con una protección clase IP 20 y si va dentro de un gabinete se debe considerar la protección de clase IP65 ²⁸ (ANEXO 5).

La vida útil del regulador debe ir acorde a la vida útil de la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta que debe tener protecciones eléctricas contra cortocircuitos, sobrecarga, descarga excesiva, descargas atmosféricas, desconexión automática por bajo voltaje y corrientes inversas.

Además de los puntos mencionados el regulador debe contar con indicadores visuales para verificar el estado de la carga, así como indicadores de sobrecarga y si se presenta bajo voltaje de batería, la polaridad debe estar especificada en los bornes de conexión, es importante que los reguladores cuenten con rearme automático y reset manual.

²⁸ Tipo de protección de clase IP (ver anexo 5)



CAPITULO 3.

ANÁLISIS TÉCNICO LEGAL DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

3.1 ANÁLISIS DEL MARCO LEGAL DE LA CONSTITUCIÓN PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

²⁹De acuerdo con el art.2 del Capítulo I “Disposiciones Fundamentales” de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, dentro de las Concesiones y Permisos, El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, sólo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

³⁰El Estado podrá delegar la prestación del servicio de energía eléctrica en sus fases de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria.

1. Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o,
2. Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.

En base a estas disposiciones el CONELEC como entidad reguladora del sector eléctrico aprobó la norma que rige la participación de la iniciativa privada en la

²⁹ Art.2.- Concesiones y Permisos, LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO CAPITULO I DISPOSICIONES FUNDAMENTALES, Suplemento – Registro Oficial N°43, jueves 10 de Octubre de 1996.

³⁰ Párrafo incorporado por la Disposición Reformatoria Cuarta del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No.351, de 29 de diciembre de 2010.



generación de energía eléctrica, compuesta por las regulaciones:

- En la primera (REGULACIÓN No. CONELEC – 002/11) se regulan los casos de excepción en los que se podrá delegar a la iniciativa privada.
- En la segunda (REGULACIÓN No. CONELEC – 003/11) se establece la metodología para el cálculo de los precios y plazos de los proyectos ejecutados por iniciativa privada.
- En la tercera (REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11) se establece un tratamiento preferente en el caso que se utilice recursos renovables.

3.1.1 CASOS DE EXCEPCIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA.

El Plan Maestro de Electrificación (PME) es la planificación y desarrollo del sector eléctrico, en el cual se plantea los proyectos de generación para cubrir la demanda, teniendo en cuenta la reserva de energía, en las que se determina cuales van a ser ejecutadas por el estado y cuales se van a delegar a la iniciativa privada. En el caso de los proyectos delegados a la iniciativa privada, se someterán a un proceso público de selección para de esta manera elegir la mejor propuesta para la ejecución.

El sector privado no está exento de proponer proyectos que no hayan sido considerados en el PME, siempre y cuando estos proyectos tengan estudios de prefactibilidad. Estos proyectos requieren solamente de un permiso concedido por el CONELEC, el mismo que será negado si únicamente incumple con las siguientes leyes:

- Ley sobre Protección del Medio Ambiente.
- Incompatibilidad con las condiciones técnicas señaladas por el CONELEC para el desarrollo de recursos energéticos del Sector Eléctrico.

Esto según el Art. 30 de la Ley de Régimen de Sector Eléctrico para la construcción de centrales de Generación de 50MW o menos.

La propuesta más conveniente obtendrá el título habilitante entregado por el CONELEC, dando validez a su participación en el sector eléctrico además del contrato regulado para la venta de su energía, incluyéndose en este el plazo y el precio para la comercialización de la energía generada.

3.1.2 PRECIOS Y PLAZOS.

Como se menciona en la REGULACIÓN No. CONELEC – 003/11, el objetivo es el de calcular el tiempo en el que los proyectos delegados a la iniciativa privada, recuperen la inversión y obtengan un retorno adecuado, considerando los valores a invertirse que consten en los estudios de factibilidad.

3.1.2.1 Energías Renovables no Convencionales.

A través de la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, el CONELEC establece los precios al sector privado para de esta manera promover su inversión en proyectos de generación con energías renovables no convencionales, ya que representan un beneficio ambiental al país, aportando a la soberanía energética.

En esta regulación se indica que los precios aplican para un tiempo estimado de 15 años, acotando que se dará un despacho preferente a este tipo de generadoras con el fin de incrementar el interés de la inversión privada.

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de Dólar de los Estados Unidos de América por kWh, son aquellos indicados en la Tabla 3.1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS<5MW	11.05	12.16
BIOMASA Y BIOGÁS>5MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

³¹**Tabla 3.1** Precios Preferentes de Energías Renovables en (cUSD/kWh).

Para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla 3.2.

³¹ Tabla No. 3.1 Aprobada mediante Resolución Directorio No. 023/11 de 14 de abril de 2011.

CENTRALES	PRECIO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21

³²**Tabla 3.2** Precios Preferentes en Centrales Hidroeléctricas de hasta 50 MW en (cUSD/kWh).

CONELEC incorporó dos nuevas tecnologías dentro de la Regulación 004/11, el 7 de enero de 2012.

- Termosolar con un precio de 31,02 cUSD/kWh;
- Corrientes marinas con un precio de 44,77 cUSD/kWh

Además se establece que pasado los 15 años se hará una renegociación, tomando en cuenta nuevos precios debido a que el CONELEC hace una revisión de precios cada dos años.

En el ANEXO 6 se presenta un MODELO DE CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ENTRE EL GENERADOR QUE PRODUCE ENERGÍA CON RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Considerando los aspectos anteriores el CONELEC desarrollo un proceso de calificación para acceder a los precios preferentes establecidos en la Regulación No. CONELEC 004/11, el mismo se detalla a continuación:

³² Tabla No. 3.2 aprobada mediante Resolución Directorio No. 023/11 de 14 de abril de 2011



³³3.1.2.2 Proceso de Calificación para Acceder a Precios Preferentes.

Ahora se detallan cuales son los documentos y pasos que los inversionistas privados o personas naturales interesadas en empezar una empresa de generación, utilizando recursos o fuentes renovables deben efectuar para acceder al proceso de calificación:

1. Presentación de documentos:

- Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica (en nuestro caso mediante un sistema fotovoltaico).
- Copia certificada del nombramiento del representante legal;
- Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC.
- Memoria descriptiva del proyecto.
- Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor (se explicará la manera de conexión al sistema de la E.E.R.C.S).
- Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente.
- Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso natural, por parte del organismo competente; y
- Esquema de financiamiento.

2. Calificación.- El CONELEC, podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso que la energía generada no cumpla con los requisitos y límites dispuestos en la Regulación 004/11.

3. Certificado.- Si el proyecto fue calificado, se otorgará un Certificado previo al Título Habilitante, en el cual se indica que la empresa es apta para el desarrollo y operación de un proyecto de generación y para lo cual se otorga un plazo máximo para la firma del Título Habilitante.

³³ Acoplado de "Normativa para la Participación Privada en Generación de Energía Eléctrica", REG 004/11. Política de Incentivos



4. Exclusividad del proyecto calificado.- Hasta la firma del Título Habilitante no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el poseedor del Certificado.

Título Habilitante.- Una vez que el proyecto haya sido calificado y se haya otorgado el certificado, se someterá a lo descrito en la normativa vigente para la obtención del Título Habilitante.

Para que generadores pequeños (menores a 1 MW) se acojan a los precios preferentes no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro conforme con la regulación respectiva (en este caso la E.E.R.C.S.)

3.1.2.3 Período de Prueba.

En la REGULACION No. CONELEC 005/11, se analiza los criterios para remunerar a los generadores durante periodos de pruebas y operación experimental, entendiéndose por periodos de pruebas el período en el que se verifica el comportamiento individual y en conjunto de todos los equipos y sistemas a fin de verificar parámetros tanto técnicos como operativos, en los mismos, se indica que durante el proceso de pruebas las empresas generadoras se sujetan al despacho económico que realice el CENACE, la energía proveniente de centrales de energías renovables no convencionales no tendrá ningún tipo de remuneración.

Además dicha regulación establece que durante las etapas de pruebas y de operación experimental, no se reconocerá ningún cargo asociado a la disponibilidad de la unidad o planta de generación es decir concerniente con la fracción del tiempo en la que una unidad es capaz de proveer servicio, y contar para la frecuencia y duración de la salida.

3.1.2.4 Presentación de Solicitud.

El titular de la instalación debe solicitar (a la E.E.R.C.S. C.A.) el punto de conexión y condiciones técnicas de la conexión para la realización del proyecto, la solicitud deberá constar con la siguiente información.

- Nombre, dirección, teléfono y correo electrónico del interesado.



- Situación de la instalación.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión.
- Características técnicas de la instalación, como son la potencia pico de los paneles, la potencia nominal de la instalación; descripción de los modos de conexión y características del inversor o inversores así como de los elementos de protección y de conexión previstos.

Si la empresa distribuidora llegara a necesitar de algún otro tipo de documentación la solicitará en un plazo de 10 días a partir de la recepción de la solicitud presentando la respectiva justificación de tal pedido.

3.1.2.5 Celebración del Contrato.

El titular de la instalación y la empresa distribuidora suscribirán un contrato mediante el cual se regularán (establecerán) las relaciones técnicas y económicas entre los dos. Se podrá establecer un modelo de contrato por el CONELEC tomando en consideración las Funciones y Facultades de la LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO³⁴ así como otras reformas relacionadas.

Cuando se haya acordado tanto el punto y las condiciones de conexión, la empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir dicho contrato en el plazo máximo de un mes desde que el solicitante haya antepuesto tal requerimiento.

3.2 PROCEDIMIENTOS Y ESTUDIOS DE PRE FACTIBILIDAD QUE SE DEBEN REALIZAR PARA EL USO ÓPTIMO DEL RECURSO.

Un estudio de prefactibilidad consiste en seleccionar la mejor alternativa para la ejecución de un proyecto fotovoltaico, profundizando los estudios de mercado, técnico, legal, administrativo, socioeconómico y financiero, procurando tener una homogeneidad en estos estudios y no concentrándose únicamente en el que se considere mejor.

Los estudios de prefactibilidad de un proyecto deben realizarse tomando en cuenta los siguientes aspectos:

³⁴ Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico publicada en el Registro Oficial No.364 de 26 de septiembre de 2006.



- El análisis de la situación actual, que identifique el problema para el que va a ser elaborado el proyecto, incluyéndose un análisis de la oferta y demanda del mismo servicio que el proyecto generará.
- El análisis de la situación sin que el proyecto se haya ejecutado. Este análisis mostrará lo que pasaría en caso de no llegarse a dar el proyecto, considerando la mejor utilización de los recursos disponibles.
- El análisis técnico del proyecto en donde se determinarán los costos de inversión, así como los costos de operación del mismo.
- Información detallada acerca del tamaño del proyecto que permita determinar su capacidad instalada.
- El lugar en donde se va a situar el proyecto, en donde se incluya el análisis de aprovisionamiento y consumo de insumos.
- El análisis de la legislación vigente que se aplica al proyecto en cuanto al análisis de contaminación ambiental y manejo de residuos.
- La licencia ambiental.
- El análisis de la evaluación financiera del proyecto, lo que permite determinar su sostenibilidad operativa.
- Un análisis de sensibilidad o riesgo que influye directamente en la rentabilidad de las alternativas consideradas más convenientes.

En base a estas recomendaciones se llega a una conclusión del estudio, la cual llevaría a tomar alguna de las siguientes decisiones:

- Postergar el proyecto.
- Reformular el proyecto.
- Abandonar el proyecto.
- Continuar el estudio a nivel de factibilidad.

Los procedimientos técnicos del proyecto, se aplicarán rigiéndose a la normativa presentada en este trabajo.



3.3 ANÁLISIS DE LA FORMA DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

La forma de conexión de la instalación fotovoltaica será directamente a la red de distribución de la Compañía Distribuidora (en este caso la E.E.R.C.S. C.A) es el denominado “punto de conexión”, dicho punto deberá ser determinado por la Compañía en mención tomando en consideración recomendaciones internacionales que aconsejan que dicho punto sea lo más cercano posible al lugar de la ubicación de la instalación, para no alterar de manera significativa la topología de la red de la empresa distribuidora y el correcto funcionamiento del sistema de distribución, así mismo la puesta en funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar lugar a condiciones de trabajo peligrosas tanto para el personal de mantenimiento como para los equipos de la red de distribución.

Para el caso de los sistemas de generación fotovoltaicas del tipo residencial (de hasta 1kW), se conectarán directamente a la red de baja tensión (220/127) tomando en cuenta las consideraciones que debe tener el inversor de dicha instalación en cuanto a su conexión con la red.

En el caso de que la potencia nominal generada supere los 5kW, se recomienda que la conexión a la red deba ser trifásica, ya sea mediante inversores monofásicos de hasta 5kW a las diferentes fases o de manera directa por medio de un inversor trifásico.

Una característica a considerarse es que cuando la línea de distribución se desconecta de la red, ya sea por trabajos de mantenimiento que sean requeridos por la empresa distribuidora o ante la actuación de alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

En las instalaciones consideradas como grandes (hasta 50 MW), se recomienda que el punto de conexión se realice en la subestación de la empresa distribuidora más cercana al lugar donde se encuentre la instalación fotovoltaica, tomando en consideración los niveles de voltaje y potencia que se manejan en la misma, así como las recomendaciones de seguridad en el momento de la conexión establecidas por la empresa distribuidora.

Cabe mencionar que la conexión podrá realizarse entre la generadora y la empresa distribuidora siempre y cuando exista la capacidad para la entrada de una o más líneas, si es necesario hacer modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de conexión a la red existente para facilitar un punto de conexión de la instalación fotovoltaica, dichas mejoras deberán ser costeadas por el generador quedando en libre criterio por parte del mismo el disponer de mutuo acuerdo con la empresa distribuidora empresa distribuidora su mantenimiento, operación y control, previa autorización del CENACE.

Es importante recalcar que para establecer el punto de conexión a la red, se debe tomar en cuenta la capacidad de transporte de la línea, y las distribuciones en diferentes fases de generadores fotovoltaicos provistos de inversores monofásicos.

También se debe considerar que las condiciones de conexión a la red se deben fijar en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con la finalidad de evitar daños a los usuarios con cargas sensibles.

Para el caso de que una instalación fotovoltaica se vea afectada por perturbaciones provenientes de la red de distribución se tiene que aplicar normativas vigentes en el Ecuador referentes a calidad de servicios.

Es por lo tanto que se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- La suma de las potencias de las instalaciones en este caso fotovoltaicas que se conecten a una línea no deberá superar la mitad de la capacidad de transporte de la línea en mención en el punto de conexión, se debe tener en cuenta que si el punto de conexión está en un centro de transformación, la suma de las potencias que se conecten a ese centro no tendrá que superar la mitad de la capacidad de transformación.
- Se debe tener en cuenta que la variación de tensión en su propio punto de conexión, que se provoca por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica, no deberá ser superior al 5% ni tampoco deberá producir al usuario conectado a la red la superación de los límites que se indican en las normas de redes eléctricas.
- El factor de potencia de la energía generada debe ser lo más próximo a la unidad, para esto las instalaciones fotovoltaicas que se conecten a la red, deben llegar a un acuerdo con la empresa distribuidora.



3.3.1 ACCESO AL SISTEMA DE UN DISTRIBUIDOR.

Para tener una mejor perspectiva se considerará el reglamento vigente en el país para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, dicho reglamento se presenta en el ³⁵**“Reglamento para el Libre Acceso a los sistemas de Transmisión y Distribución”**.

En el artículo 9 de este reglamento se indica que tanto el trasmisor como los distribuidores deben permitir el libre acceso de terceros agentes a la capacidad de transporte existente o remanente de sus sistemas.

Dentro de las obligaciones que debe tener la empresa distribuidora están:

- Prestar el servicio público de transporte de energía permitiendo el libre acceso de terceros agentes a sus instalaciones, en los términos de su contrato de concesión cumpliendo con las normas que regulan la prestación de este servicio.
- Dar cumplimiento a lo acordado con los usuarios en cuanto a la operación del equipo de conexión.
- Determinar que instalaciones del usuario no reúnen los requisitos técnicos para la conexión al sistema y notificarlo al CONELEC Y CENACE.

Las obligaciones del titular de la instalación son las siguientes:

- Al presentarse una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación previa justificación, la empresa distribuidora podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización de la autoridad competente, dichos efectos serán conocidos por perturbación importante debido a que afecta a la red de distribución provocando que el suministro a los usuarios no alcance los límites de calidad del producto establecidos por la normativa vigente.

³⁵ Reglamento establecido mediante Decreto Ejecutivo No. 1626 de 2 de julio de 2001.



- Cuando una instalación fotovoltaica perturbe el funcionamiento de la red de distribución, interfiriendo en los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa distribuidora comunicará al titular de la instalación con el objetivo de que se proceda a remediar las deficiencias en el plazo de 72 horas.
- Pasado dicho plazo y si persisten las incidencias, la empresa distribuidora podrá proceder a la desconexión de la instalación.
- El titular de la instalación debe disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto y de manera inmediata los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

Además de lo acotado anteriormente, en el reglamento se mencionan las obligaciones que deben tener tanto la empresa distribuidora como el titular de la instalación fotovoltaica teniendo entre estas:

- Firmar los contratos de conexión.
- Contar con equipos de protección y control necesarios para aislar los efectos en sus instalaciones debido a fallas producidas en equipamientos del distribuidor u otros agentes.
- Cumplir con la normativa dictada por el CONELEC y los instructivos preparados por el CENACE en cuanto a los sistemas de medición comercial, adquisición de datos en tiempo real.

3.3.2 ENLACE CON LA RED DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

La instalación eléctrica entre la instalación fotovoltaica y la empresa distribuidora debe tener los siguientes elementos:

- **Interruptor general manual.** Este interruptor termomagnético deberá ser accesible a la empresa distribuidora en todo momento para poder realizar la desconexión manual, del mismo modo dicho dispositivo deberá poder ser bloqueado por la empresa distribuidora en su posición de



abierto con el fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de necesitarse dicha acción.

- **Interruptor automático diferencial.** El mismo debe constar de las características suficientes para proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación fotovoltaica.
- **Interruptor automático de la interconexión.** el mismo se utilizará para la conexión y desconexión automática de la instalación fotovoltaica en el caso de darse pérdida de tensión o frecuencias nominales de la red.
- Una vez que se comprueben dichas protecciones deben quedar establecidas por parte de la empresa distribuidora.
- El rearme del sistema de conmutación será automático una vez que se restablezca la tensión de red por parte de la empresa distribuidora.

3.3.3 VERIFICACIÓN DE LA CONEXIÓN A LA RED.

El instalador del sistema fotovoltaico realizará pruebas de la instalación considerando características principales de la instalación así como la superación de tales pruebas.

Se deberá elaborar un manual de características principales de la instalación al igual que una manual de superación de pruebas.

En el caso de que se necesiten pruebas en las que se requieran la conexión de la instalación fotovoltaica a la red, esta deberá tener carácter provisional y se deberá comunicar a la empresa distribuidora (E.E.R.C.S).

Cuando se haya realizado la instalación, así como firmado el contrato y legitimado el manual de superación de pruebas de la instalación, el titular de la instalación tendrá la facultad de solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red siendo necesaria la presentación del manual.

En cualquier momento, la empresa distribuidora podrá realizar una primera



verificación a aquellos elementos que afecten de una u otra manera a la regularidad así como seguridad de suministro, percibiendo del titular de la instalación el pago de los derechos previstos en la regulación.

Una vez transcurrido un mes de la solicitud de conexión a la red sin tener ningún tipo de oposición de cualquier índole por parte de la empresa distribuidora, el titular de la instalación podrá realizar la conexión con la red de distribución.

Si la empresa distribuidora encuentra algún tipo de incidencia en los equipos de interconexión o en la propia instalación, informará al titular de la instalación sobre las mismas, y se le concederá un período de tiempo suficiente para que proceda a solucionar tales eventualidades.

3.4 ASPECTOS LEGALES EN CUANTO A PERMISOS DEL MINISTERIO DEL AMBIENTE.

Dentro de los requisitos mencionados para la obtención del Título Habilitante, una persona o un grupo de personas que se interesen en emprender un proyecto de generación de energía eléctrica, necesita cumplir con la aprobación de un Estudio de Impacto Ambiental, y su respectivo Plan de Manejo Ambiental, según lo establecido en el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas³⁶.

En el Artículo 5 de este reglamento, se menciona que cualquier proyecto en sus procesos de diseño, construcción operación mantenimiento y retiro, tanto para la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, tiene que cumplir con las disposiciones legales en lo referente a la protección del medio ambiente.

Siendo el CONELEC el ente regulador que controla el cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental de las empresas autorizadas o que hayan obtenido el Título Habilitante para la generación de energía eléctrica.

De las funciones más importantes dentro del Reglamento Ambiental que tiene el CONELEC se debe considerar las siguientes:

³⁶ Reglamento establecido mediante Decreto Ejecutivo No. 1761 de 14 de agosto de 2001 R.O. No. 396 de 23 de agosto de 2001



- El CONELEC es el encargado de hacer cumplir la legislación ambiental aplicable a las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Es aquel que aprueba los Estudios de Impacto Ambiental así como los Planes de Manejo Ambiental presentados por las empresas generadoras.
- Es el encargado, conjuntamente con el Ministerio del Ambiente, de otorgar las concesiones, permisos y licencias ambientales de los proyectos de generación, transmisión y distribución, siempre y cuando se cumplan las normas ambientales que se establecen en el Reglamento Ambiental, y en los instructivos que emita el directorio del CONELEC.

Los solicitantes de concesiones y titulares de permisos y licencias para la generación, distribución de energía, tendrán que cumplir con lo establecido en las normativas, reglamentos regulaciones e instructivos impartidos por el CONELEC, a los cuales les corresponde:

- Presentar, para su respectiva aprobación y calificación del CONELEC, el Estudio de Impacto Ambiental, así como su correspondiente Plan de Manejo Ambiental; para luego después de su aprobación presentarlos al Ministerio de Ambiente, obteniendo de esta manera la Licencia Ambiental respectiva para su operatividad.
- Las operaciones, procesos y actividades deben utilizar mecanismos que minimicen los impactos negativos en el ambiente.
- Realizar programas de capacitación así como de información ambiental para todo su personal.
- Efectuar un monitoreo ambiental para asegurar que el Plan de Manejo Ambiental presentado se esté llevando con normalidad, presentando sus resultados al CONELEC y al Ministerio del Ambiente si éste lo requiere.
- Facilitar toda la información necesaria para las auditorías externas que será realizadas por el CONELEC.
- Presentar cualquier tipo de información requerida por el CONELEC y el Ministerio del Ambiente en aplicación a cualquiera de sus regulaciones.



3.4.1 NORMATIVA APLICABLE A LA PROTECCIÓN AMBIENTAL.

Según lo establecido en el Artículo 15 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, toda empresa autorizada para realizar actividades eléctricas en el país, están obligadas a cumplir con las disposiciones de las leyes y reglamentos establecidos en el mismo, con el fin de que el contenido contaminante en dicho proyecto no supere con los niveles establecidos en las normas nacionales de protección ambiental y control de contaminación como son:

- Emisiones a la atmósfera.
- Descargas al agua
- Prevención y control de la contaminación del suelo.
- Desechos sólidos
- Normas establecidas por los Municipios en sus áreas de jurisdicción
- Ordenanzas de protección ambiental emitidas por los gobiernos seccionales.

3.4.1.1 Estudio de Impacto Ambiental.

El propósito de realizar un Estudio de Impacto Ambiental y su respectivo Plan de Manejo Ambiental, es el de evaluar de forma anticipada los posibles impactos ambientales que ocasionará un proyecto, y de esta manera tomar medidas para compensar los impactos considerados negativos y potenciar los positivos.

En el reglamento vigente, se clasifican los tipos de proyectos que requieren de un Estudio de Impacto Ambiental, en donde se indica que:

- Los proyectos de generación de energía eléctrica, cuya capacidad total sea mayor o igual a 1MW, requieren de un Estudio de Impacto Ambiental, mientras que,
- Los proyectos cuya capacidad sea menor a 1MW no requieren de un Estudio de Impacto Ambiental.



Por lo tanto según lo establecido, los proyectos mayores o iguales a 1MW requieren para iniciar su construcción, de la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, así como la obtención de la Licencia Ambiental otorgada por el Ministerio del Ambiente.

El Estudio de Impacto Ambiental se presentará en dos niveles:

- *Estudio de Impacto Ambiental Preliminar*, en donde se preparan las fases iniciales del proyecto, teniendo en el mismo la evaluación inicial y básica de los impactos ambientales, en el que se debe incluir la descripción general técnica del proyecto, la línea base del proyecto y la descripción general del Plan de Manejo Ambiental.
- *Estudio de Impacto Ambiental Definitivo*, en el cual se prepara de una manera mucho más avanzada los estudios del proyecto. Aquí se presenta ya un estudio detallado de los impactos ambientales que se tendrán en la construcción, operación, mantenimiento y retiro del mismo. Este estudio contendrá un resumen ejecutivo, la descripción técnica detallada del proyecto eléctrico; la justificación detallada de la alternativa para reducir los impactos ambientales; la descripción detallada de los impactos considerados como significativos y la presentación del Plan de Manejo Ambiental detallado.

Tanto la preparación como la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental Preliminar y Definitivo, se realizará según lo establecido en los reglamentos del CONELEC.

3.4.1.2 Plan de Manejo Ambiental.

Dentro del Plan de Manejo Ambiental deben constar los programas y acciones destinados a la prevención y compensación de impactos ambientales considerados negativos, durante las fases de construcción, operación, mantenimiento y retiro del proyecto.



Así también como los programas de monitoreo, control y seguimiento que permita evaluar el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, según lo establecido en el Artículo 26 del reglamento vigente.

3.4.1.3 Auditoria.

Mediante la auditoria se realiza la evaluación del cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental presentado, durante las fases de construcción, operación, mantenimiento y retiro de los sistemas de generación.

Las auditorias que se realizarán son de tipo interna y externa.

- Auditoría Ambiental Interna, será realizada por los concesionarios y titulares de permisos o licencias.
- Auditoría Ambiental Externa, será realizada por el CONELEC cuando el Ministerio del Ambiente lo crea conveniente.

3.4.1.4 Obligaciones de los Concesionarios y Titulares de Permisos y Licencias.

Para el otorgamiento del contrato de concesión específica, permiso o licencia de proyectos nuevos, el titular del certificado de concesión, permiso o licencia deberá:

- Presentar al CONELEC basándose en el reglamento vigente, el Estudio de Impacto Ambiental para su análisis y aprobación.
- Presentar un Plan de Manejo Ambiental el cuál se ejecutará según lo previsto en el contrato de concesión, cumpliendo con la normativa ambiental vigente en el país.
- No presentarán Estudios de Impacto Ambiental Proyectos de generación menores a 1MW.



3.4.1.5 Aprobación.

Una vez entregada toda la documentación al CONELEC, el titular de la concesión, permiso o licencia, deberá esperar la resolución del mismo dentro de un plazo de 30 días calendario. Si no existiese ningún pronunciamiento en el plazo establecido, se considerará que el Estudio de Impacto Ambiental ha sido aprobado.

Si el Estudio de Impacto Ambiental no fuese aprobado, se notificará por escrito al interesado, con su respectiva justificación de porque no fue aprobado.

En el Artículo 39 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, se indica que es responsabilidad del Ministerio del Ambiente realizar el análisis del Estudio de Impacto Ambiental Preliminar y Definitivo; y luego de la aprobación de los mismos por parte del CONELEC; emitir la licencia ambiental correspondiente, dentro de un plazo de 30 días calendario.

Si durante este plazo no existe ninguna pronunciación por parte del Ministerio, se considerará que el Estudio ha sido autorizado.



CAPÍTULO 4.

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.

4.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

La generación fotovoltaica, así como la mayoría de tipos de generación que utilizan recursos renovables, presentan cierto tipo de limitaciones técnicas y económicas. Debido a la compleja tecnología que se emplea en las mismas, los costos de inversión son altos en comparación con los de la generación de energías convencionales.

Por esta razón debería existir una política de gobierno que incentive el desarrollo y la inversión en este tipo de proyectos. Pudiendo ser una opción el realizar préstamos subsidiados, en los cuales el gobierno mediante una agencia especial o conjuntamente con instituciones privadas pueda ofrecer préstamos a interés bajo, u otro tipo de mecanismos, tales como bonos de desarrollo económico, préstamos gubernamentales, programas de desarrollo de la comunidad, bonos verdes, etc.

Como un incentivo extra podría presentarse que el ingreso al país de todo el equipo que se utilice en una instalación fotovoltaica, sería libre de impuestos.

Un aspecto muy importante que se debe tomar en cuenta es que al realizar una inversión en este tipo de instalaciones se está beneficiando a la sociedad, ya que se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, generando energía limpia al sistema nacional interconectado, y de esta manera contribuyendo a la provisión de energía al país, por lo que el gobierno también debe compensar este beneficio.

Por ejemplo en varios países como Alemania, España e Italia, dichas estrategias o políticas se ponen en práctica con incentivos financieros, como la concesión de ayudas por kWp de capacidad instalada o un pago por kWh producido y vendido.



En otras palabras, estos incentivos financieros se dividen entre aquellos que se basan en la generación (principalmente llevados a la práctica a través de generosas tarifas reguladas), y los que se centran en la inversión (ayudas o descuentos a la inversión inicial, préstamos con bajo interés).

La importancia de la aplicación de estos mecanismos, indudablemente promuevan el desarrollo sustentable de manera que, garantizan el avance de las tecnologías renovables no convencionales. Considerando que en el caso de instalaciones fotovoltaicas se tiene mayores costos de inversión, que se compensarán con bajos costos fijos y variables de producción, incidiendo a mediano plazo en una reducción de los costos de generación, obteniendo así el correspondiente beneficio hacia los usuarios finales.

Es así que el desarrollo sustentable, en países desarrollados y en vía de desarrollo, dejó de ser un tema de segundo renglón, para convertirse en el centro de importancia de las deliberaciones de los mismos, ya que éste es analizado con una visión prospectiva que revoluciona gran parte de los paradigmas tradicionales, y gana mayores espacios en la política y en el manejo económico nacional e internacional; en consecuencia, y sin lugar a dudas, se puede afirmar que el Desarrollo Sustentable se ha convertido en el principal paradigma con el cual el planeta recibió el nuevo milenio.

Aunque no existe una concepción unificada de esta ideología relativamente contemporánea, sí se puede ubicar dentro de un marco de concertación entre el mundo económico y el mundo ecológico, estableciendo que:

"El desarrollo sostenible ha sido definido como el desarrollo que permite satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la habilidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades".

4.1.1 COSTOS DEL PROYECTO.

El costo inicial que conlleva un sistema fotovoltaico es elevado, ya que se pondría en funcionamiento una pequeña central eléctrica que sustituye al servicio de la red de la empresa distribuidora de electricidad local, por lo que los costos de materiales e instalación así como los de mantenimiento deben ser asumidos por las personas que realizan la inversión en este tipo de sistemas.



Dentro de los costos iniciales se consideran los costos de equipamiento, instalación (mano de obra), movilización y transporte. Además de capacitación, promoción, herramientas y otros gastos adicionales.

El costo inicial total será la suma de todos los costos mencionados anteriormente, este costo inicial es elevado, por lo que se necesita de un financiamiento el cual por lo general corresponde a un 70% por parte de instituciones financieras, o si fuera el caso consiguiendo un financiamiento dado por el gobierno. El 30% restante es el valor recomendado para la inversión propia, debido a que dicho valor permite obtener márgenes de ganancia que es lo que se busca del proyecto.

En lo que refiere a costos de operación y mantenimiento, se deben incluir el pago de salarios de técnicos, operarios, encargados de mantenimiento y reparaciones menores. Se incluyen también a los costos asociados a la comercialización de la energía inyectada a la red.

4.2 ANÁLISIS CON EL PRECIO ESTABLECIDO POR LA REGULACIÓN EMITIDA POR EL CONELEC.

En este punto se considera que el CONELEC viabiliza mecanismos para el pago de generación de energía regulada, mediante la REGULACIÓN No. CONELEC - 004/11, en la que se asigna un precio de USD 40.03 centavos por kWh para el territorio continental, y USD 44.03 centavos por kWh en la región insular Galápagos.

Según esto, y considerando los parámetros anteriormente analizados como pérdidas por sombreado e irradiación al momento de generar energía mediante sistemas fotovoltaicos, los ingresos anuales se obtienen al multiplicar el valor establecido en la regulación por la energía generada anualmente.

Para explicar mejor este cálculo se toma en cuenta el ejemplo realizado en el capítulo 2, para lo cual se considera el valor de energía anual generada de 2315,81 kWh/año en una instalación de tipo residencial, que se muestra en la Tabla 2.3, que al multiplicarse por el precio regulado de 0,4003 USD/kWh, se obtiene un ingreso de USD 927.02 al año.



Para generadores grandes en este caso considerando uno de 350kW se obtendrán los valores que se presentan a continuación:

Potencia a Instalar(kW)				Eficiencia %				
350	Mes	HSP(kWh/m2)	Energía	0,95	Angulo	Corrección de ángulo	Días	kWh/Mes
	Enero	4,6	1610	1529,5	10	1506,26	31	46694,16
	Febrero	4,6	1610	1529,5	10	1506,26	29	43681,64
	Marzo	4,6	1610	1529,5	10	1506,26	31	46694,16
	Abril	4,3	1505	1429,75	10	1408,03	30	42240,86
	Mayo	4,2	1470	1396,5	10	1375,28	31	42633,80
	Junio	3,9	1365	1296,75	10	1277,05	30	38311,48
	Julio	4,2	1470	1396,5	10	1375,28	31	42633,80
	Agosto	4,4	1540	1463	10	1440,77	31	44663,98
	Septiembre	4,4	1540	1463	10	1440,77	30	43223,21
	Octubre	4,8	1680	1596	10	1571,75	31	48724,34
	Noviembre	5,1	1785	1695,75	10	1669,99	30	50099,63
	Diciembre	5	1750	1662,5	10	1637,24	31	50754,53
TOTAL DE ENERGÍA (kWh/año)								540355,60

Tabla 4.1 Potencia anual generada en un sistema de 350kW.

En la Tabla 4.1 se muestra que 540355,60 kWh/año, es el valor de energía anual generada de un sistema de 350kW y que al multiplicarse por el precio regulado de 0,4003 USD/kWh, se obtiene un ingreso de USD 216304,346 al año.

4.3 ESTUDIO DEL MÉTODO DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ENTREGADA DE ACUERDO A LA REGULACIÓN VIGENTE.

4.3.1 SISTEMA DE MEDICIÓN Y FACTURACIÓN.

En un sistema fotovoltaico conectado a la red, los sistemas de medición deben encargarse de detectar:

- La energía eléctrica extraída de la red.
- La energía inyectada a la red.

- La energía producida por la planta.
- Esto se explica de mejor manera en la Figura 4.1:

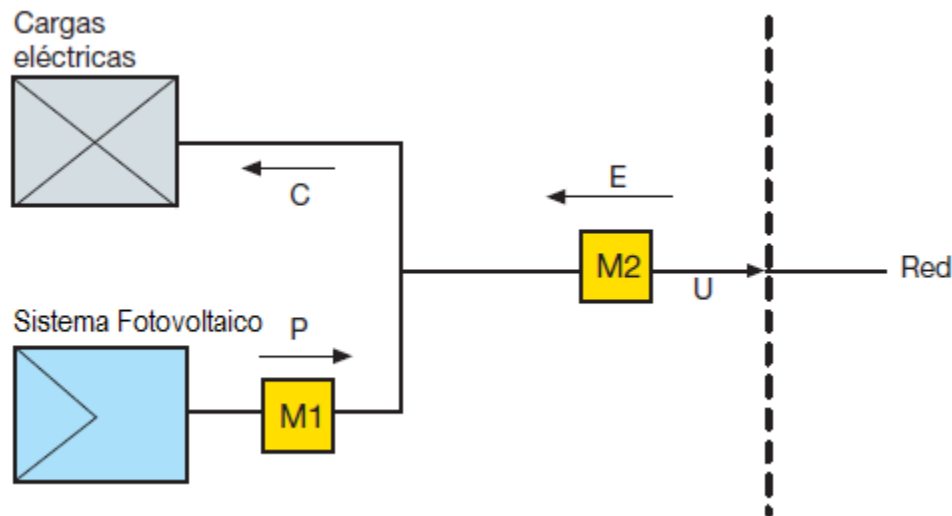


Figura 4.1 Sistemas de medición.

En esta figura se puede observar el balance energético del sistema en un periodo determinado de tiempo, que viene dado por la siguiente fórmula:

$$U - E = P - C \quad (4.1)$$

Donde: U es la energía producida por la instalación fotovoltaica e inyectada a la red; E es la energía extraída de la red; P es la energía producida por la instalación fotovoltaica y C es la energía consumida por el usuario.

Es de notar que en la noche o cuando la instalación fotovoltaica no produce energía debido a distintas razones, la fórmula anterior se resume a:

$$E = C \quad (4.2)$$

En donde la energía consumida se toma en su totalidad de la red.

Por lo general en las instalaciones fotovoltaicas existen dos tipos de circuitos, un circuito de entrada para el consumo, y uno de salida para inyectar potencia a la red, en donde los equipos de medida de estos circuitos deben funcionar de



manera independiente. Esto servirá de base para su facturación.

En la figura 4.1 se observa que la energía extraída de la red, se mide a través del contador M2. Mientras que la medición de la energía producida se realiza por medio del contador M1, el mismo que debe ser capaz de detectar la energía producida medida en horas, además debe estar equipado con un dispositivo remoto de consulta y adquisición de medidas del administrador de la red.

Este equipo de medición debe instalarse lo más cercano posible al inversor con los dispositivos antifraude adecuados.

El equipo de medida de una instalación fotovoltaica debe componerse de los siguientes elementos:

- Para instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal menor a 5 kW se tendrán dos contadores de potencia activa direccionales monofásicos de clase 2³⁷.
- Para instalaciones fotovoltaicas con potencia nominal entre 5kW y 55kW un contador estático trifásico multifunción, clase 1³⁸ en energía activa con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambios automáticos de tarifa.
- Para instalaciones fotovoltaicas con potencia nominal entre 55 y 100kW se debe tener un contador estático trifásico multifunción, clase 1 en energía activa con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambios automáticos de tarifa, además de tres transformadores de intensidad o corriente.

Los equipos de medición tanto para la entrada y salida de energía serán precintados por la empresa distribuidora, solo personal autorizado de ella tendrá acceso a dichos equipos.

Se tendrá acceso a los equipos sin consentimiento de la distribuidora solamente en casos de peligro, presentando de manera obligatoria un informe con carácter inmediato que justifique dicha acción.

³⁷ Medidores de Clase 2. Clasificación básica e incluye los medidores monofásicos y trifásicos para medir energía activa en casas, oficinas, locales comerciales y pequeñas industrias con cargas menores de 55 kW.

³⁸ Medidores de clase 1. Incluye los medidores trifásicos para medir energía activa y reactiva de grandes consumidores, para clientes mayores de 55 kW

La colocación de contadores y equipos de medida se harán de acuerdo a la reglamentación establecida por la distribuidora.

Se debe identificar con total claridad cuál es el contador de entrada de energía procedente de la distribuidora y cuál es el contador de salida de energía de la instalación fotovoltaica para evitar cualquier tipo de confusión.

Cabe recalcar que el titular de la generadora se acogerá a los precios establecidos en la Regulación del CONELEC No. 004/11.

4.4 ANÁLISIS CON LA TARIFA ESTABLECIDA CONSIDERANDO EL NIVEL DE POTENCIA GENERADO EN LAS HORAS DE MAYOR DEMANDA, ASÍ COMO EN LAS DE MENOR DEMANDA.

Para la construcción de una instalación fotovoltaica es necesario que su diseño además de un estudio técnico, deba estar respaldado por un estudio económico que garantice rentabilidad y justifique la inversión inicial realizada.

Este estudio se realiza mediante un análisis de costo beneficio, que consiste en una comparación entre la inversión inicial y el VAN³⁹ esperado durante la vida útil de la instalación.

El VAN o valor actual neto es la diferencia entre los n flujos de caja actualizados (n son los años de duración de la inversión) y la inversión inicial i_0 :

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + C_c)^j} - i_0 \quad (4.3)$$

Donde:

FC_j : Es el flujo de caja en el año j-ésimo.

i_0 : Inversión inicial.

C_c : Es el costo del capital que está dado por la diferencia entre la tasa

³⁹ VAN: **Valor Actual Neto**, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.



de interés estimada entre “ i ”, la tasas de inflación “ f ”.

Al obtener un valor positivo del VAN significa que los flujos de caja actualizados, proporcionan un retorno mayor que los costos de la inversión inicial, concluyendo de esta manera que la instalación del sistema fotovoltaico es económicamente conveniente.

Caso contrario si el VAN tiene una valor negativo, la instalación no es conveniente.

Existe otro indicador económico que es la Tasa interna de retorno (TIR) el mismo que es el valor del coste del capital C_c para el que el VAN es nulo y representa la rentabilidad de la inversión. Si el TIR supera el valor de C_c tomado para el cálculo del VAN, la inversión evaluada será rentable

En el caso de que la TIR resulte menor que el retorno R no se debe considerar dicha inversión.

Se debe considerar que el nivel de potencia a despacharse en las horas de mayor demanda no va a ser posible en su totalidad, ya que en la noche no va a darse la producción de energía debido a que la instalación se desconecta de la red.

Como se ha dicho anteriormente en una instalación fotovoltaica, se debe aprovechar la mayor irradiación del sol posible, que dependerá del mes y del año en el que se encuentre, aspecto que es de gran importancia dentro del estudio económico.

CAPÍTULO 5.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del trabajo realizado se pueden obtener las siguientes conclusiones:

5.1 CONCLUSIONES.

La limitación de los combustibles fósiles, el cuidado por el medio ambiente y el desarrollo sostenible obligan buscar nuevas fuentes de obtención de energía para reemplazar a las fuentes tradicionales.

Es así que se hace indispensable el uso de nuevas alternativas de obtención de energía, las cuales representan un gran potencial en nuestro país debido a la gran riqueza de recursos naturales con los que cuenta, es así que se pretende entrar en el campo de las energías renovables con gran fuerza por lo que se requiere de normativas y métodos que faciliten su uso y aplicación en nuestro medio.

Mediante este proyecto se presenta una guía para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red para lo cual se ha recopilado información de normas internacionales que han sido aplicadas con resultados positivos.

Esta propuesta de normativa busca precautelar la seguridad tanto de personas como de equipos respetando el medioambiente y asegurando el bienestar social, aprovechando una fuente tan importante de energía como lo es el sol.

Un aspecto importante es que los requerimientos técnicos tales como frecuencia, voltaje, corriente y potencia, que deben cumplir los diferentes equipos de una instalación fotovoltaica conectada a la red, deben ser adecuados a las condiciones del sistema vigente en el Ecuador.

Dentro del estudio fotovoltaico se debe considerar que la potencia pico es la

característica principal en un panel fotovoltaico, ya que éste es el valor de potencia máxima que puede producir dicho panel.

Con el fin de disminuir efectos de circulación interna en el arreglo de un grupo de paneles fotovoltaicos, los paneles utilizados en una instalación deben ser del mismo modelo para garantizar la compatibilidad entre ellos.

La inclinación de los paneles solares dentro de instalaciones en superficies fijas, debe ser la adecuada para permitir el máximo de ganancia de radiación solar, y al mismo tiempo dicha inclinación será favorable para la limpieza del panel.

Para aumentar la captación de radiación solar se pueden utilizar sistemas de seguimiento solar de un eje o de dos ejes, los cuales permitirán que la radiación solar sea siempre perpendicular a los paneles fotovoltaicos, generando de esta manera un 30 a 35% más de energía que la misma instalación colocada en una superficie fija.

Las estructuras de soporte utilizadas en instalaciones fotovoltaicas, deben ser diseñadas y construidas de tal manera que no afecten la integridad de los paneles fotovoltaicos, siguiendo siempre las indicaciones del fabricante. A más de esto deben calcularse para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, entre estos soportar velocidades de vientos de hasta 100km/h.

En el desarrollo de esta propuesta de normativa se pudo apreciar que el inversor es el elemento más importante de la generación fotovoltaica conectada a la red, debido a que la potencia a generarse en la instalación dependerá de las características del inversor, más no de la potencia que puedan generar los paneles.

El inversor debe equiparse con un dispositivo electrónico que permita extraer la máxima potencia del generador fotovoltaico, este dispositivo tiene la función de adaptar las características de producción del máximo campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

La potencia del inversor será mínimo el 80% de la potencia pico del valor de potencia que se estará generando, considerando que en generación máxima el inversor puede soportar de 20 a 25% de sobrecarga. El inversor no deberá funcionar en modo aislado, es decir no deberá seguir inyectando potencia a la red si en ésta no existe tensión.



El inversor debe cumplir con normas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética además de tener protecciones frente a cortocircuitos en corriente alterna, tensiones y frecuencia fuera de rango, protecciones frente a sobretensiones y ante perturbaciones en la red.

Para que una instalación fotovoltaica conectada a la red cumpla a cabalidad su objetivo, el inversor debe tener un dispositivo para atenuar los efectos que producen los armónicos, en especial los de tercero y quinto orden, esto para evitar problemas eléctricos a los usuarios conectados a la red.

Los inversores deben ser de onda senoidal pura además de entregar la potencia nominal de forma continua arrancando y operando todas las cargas que tienen en la instalación sin interferir en su correcta operación.

Para el desarrollo de esta propuesta de normativa se consideró que los conductores utilizados en una instalación fotovoltaica deben resistir las condiciones ambientales que se dan en un arreglo ya sea fijo o móvil, contando con la sección adecuada para minimizar las caídas de tensión y pérdidas por el efecto Joule, para conseguir una máxima eficiencia en dichas instalaciones.

Es importante considerar que los conductores deben respetar un código de colores y/o estar debidamente etiquetados, tomando en consideración los positivos y negativos, evitando que se produzcan uniones que terminen en cortocircuitos y demás problemas.

Para establecer el punto de conexión a la red es necesario un análisis de flujo de potencia para verificar el comportamiento de la misma, determinando si los parámetros técnicos son los adecuados para la conexión, considerando siempre que la suma de las potencias de las instalaciones fotovoltaicas que se conecten a la línea no deben superar la mitad de la capacidad de transporte de la línea en mención en el punto de conexión, además si dicho punto está en el centro de transformación, la suma de las potencias que se conecten en el mismo no deben superar la mitad de la capacidad de transformación.

Cuando una instalación fotovoltaica requiera conexión directa con una subestación de la empresa distribuidora, la misma debe realizarse a la subestación más cercana, tomando en cuenta parámetros como niveles de voltaje, potencia y recomendaciones técnicas y de seguridad de la empresa distribuidora. Dicha conexión no deberá provocar variaciones de tensión superiores según lo



establecido en la Regulación CONELEC 004/01 de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

El sistema de puesta a tierra debe garantizar que la instalación del sistema fotovoltaico debe estar protegida frente a corrientes de cortocircuito sobre corrientes y sobrevoltajes, a más de tener una separación galvánica entre la red de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, tomando en cuenta que las masas de la instalación fotovoltaica deberán conectarse a una tierra diferente del neutro de la empresa distribuidora.

Es importante que para el diseño de una instalación fotovoltaica se realice un cálculo de pérdidas por sombreado, debido a que en la superficie útil de captación no deberá existir más de 5% de sombreado. De la misma manera se debe realizar un cálculo de pérdidas por distancia entre paneles que permita un mínimo de 4 horas de sol en torno al medio día, estos cálculos deben realizarse considerando el mes más desfavorable del año.

En la constitución el único requisito que debe cumplir un generador para la conexión con redes de distribución o transmisión es que deben tener un permiso otorgado por el ministerio de ambiente para la utilización del recurso.

5.2 RECOMENDACIONES.

Se recomienda que para el caso de instalaciones fotovoltaicas que se conecten a una subestación y que requieran realizar ampliaciones o modificaciones en la misma, se llegue a un acuerdo para que la empresa distribuidora se encargue del mantenimiento, operación y control de estas instalaciones.

Se recomienda realizar pruebas de control y calidad en las instalaciones fotovoltaicas para mejorar la presente normativa o completarla según sea la necesidad o requerimiento de acuerdo con las experiencias obtenidas de dichas pruebas.



BIBLIOGRAFIA

- [1] GASQUET (2004), Héctor, ASOCIACION SOLAR DE EL PASO (EPSEA), Manual teórico y práctico sobre los sistemas fotovoltaicos, Texas, USA.
- [2] JUTGLAR (2004), Lluís, DEPARTAMENTO DE FISICA APLICADA Y OPTICA, Energía Solar, Ediciones CEAC, Barcelona, España.
- [3] GARCIA, Adolfo de Francisco; GONZÁLEZ, Jesús; SANTOS, Florentino; HERRERO, Miguel; CRESPO, Antonio, THOMSON EDITORES, Energías Renovables para el desarrollo, Madrid, España, 2003.
- [4] Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Versión 2– Thermie B: SUP-995-96 1998 revisado en 2001, traducido por: A. RAPALLINI, E. LORENZO, M.A. EGIDO, INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID.
- [5] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 [En línea], fecha de publicación: Junio 2009, Fecha de consulta: abril 2012, Disponible en: << <http://www.conelec.gob.ec/> >>
- [6] <http://www.feim.org.htm>
- [7] <http://www.BOE.es-DocumentoBOE-A-2002-18099.htm>
- [8] <http://www.Comisión Electrotécnica Internacional-Wikipedia, la enciclopedia libre.htm>
- [9] <http://www.UNE-EN 61557-5 2007.htm>
- [10] <http://www. Norma UNE-Wikipedia, la enciclopedia libre.htm>



-
- [11] www.boe.es › BOE › 18/09/2002 REAL DECRETO 842/2002
- [12] www.boe.es/boe/dias/2000/09/30/pdfs/A33511-33515.pdf REAL DECRETO 1663/2000
- [13] http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases_datos/doc.php?id=BOE-A-2008-15595
- [14] http://es.wikipedia.org/wiki/Huella_ambiental
- [15] <http://www.idae.es>
- [16] <http://www.feim.org/norma-une>
- [17] http://es.wikipedia.org/wiki/Magnitud_adimensional
- [18] http://es.wikipedia.org/wiki/Modulación_por_ancho_de_pulsos
- [19] Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión (España).
- [20] REGULACION 003/11 Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales, aprobado por el directorio del CONELEC mediante resolución 022/11, en sesión de 14 de abril de 2011.
- [21] REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11 Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales, aprobado por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 023/11 en sesión de 14 de abril de 2011.
- [22] REGULACIÓN No. CONELEC – 005/11 Criterios para remunerar a los generadores durante pruebas y operación experimental aprobado mediante resolución N0. 030/11, en sesión de 12 de mayo de 2011.
- [23] Reforma de la regulación CONELEC 004/11 MEDIANTE RESOLUCIÓN No. 023/12 APROBADA EL 15 de marzo de 2012.
-



ANEXOS.

ANEXO 1.

PROYECTO DE NORMATIVA DE LA E.E.R.C.S. PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

La siguiente propuesta de normativa tiene como objetivo garantizar la calidad, eficiencia, funcionalidad y durabilidad de una instalación fotovoltaica conectada a la red para condiciones dadas en la ciudad de Cuenca y la empresa distribuidora de energía, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, así como precautelar la seguridad de las personas, el medio ambiente y asegurar el bienestar social, según la legislación vigente en el país, haciendo que dichas instalaciones fotovoltaicas cumplan con la finalidad para la cual fueron construidas.

La presente propuesta de normativa, es una guía para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red, para la cual se han considerado recomendaciones internacionales. Esta propuesta de normativa puede ser modificada acorde a las experiencias y requerimientos de la E.E.R.C.S.

Este documento no tiene la finalidad de regir y establecer aspectos como marcas comerciales definidas en cuanto a equipos a utilizarse en instalaciones fotovoltaicas, tampoco establecer especificaciones que favorezcan a un solo fabricante que signifique un costo desproporcionado para el usuario final.

Todos los elementos que se utilicen dentro una instalación fotovoltaica conectada a la red, deben cumplir sin excepción alguna con las recomendaciones establecidas en este documento.

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN.

La instalación fotovoltaica con conexión a red está conformada por varios dispositivos que captan la energía emitida por el sol, generando de esta manera energía en forma de corriente continua C.C, que posteriormente es transformada en corriente alterna C.A. para la conexión a la red de distribución, haciendo que esta energía pueda ser utilizada por los usuarios conectados a dicha red. Estos



dispositivos deben cumplir con una serie de requerimientos técnicos de seguridad que garanticen su correcto funcionamiento, y que de esta manera no alteren el funcionamiento de la red de distribución a la que se van a conectar.

Los componentes que conforman dicho sistema son:

- Panel fotovoltaico.
- Inversor.
- Sistema de protecciones y seguridad.

2.1 Panel Fotovoltaico.

El panel fotovoltaico recepta la radiación solar para la producción de energía eléctrica, la primera característica de un panel o módulo fotovoltaico es su potencia pico o potencia nominal, que es la cantidad máxima de potencia que se podría obtener del panel en condiciones casi perfectas de radiación y temperatura, esta potencia se denomina “potencia pico”. La potencia pico vendrá dada por la eficiencia de las células y por el número con las que cuenta, es decir por el tamaño del módulo.

Los paneles fotovoltaicos son grupos de células solares interconectadas de silicio o de diferentes aleaciones como el telurio de cadmio, arseniuro de galio y diseleniuro de cobre en indio; y dispuestas entre dos láminas de las cuales al menos una debe ser traslúcida, las mismas que contienen varias células solares, y de la cuales se puede obtener el voltaje deseado conectándose entre sí tanto en serie como en paralelo.

Universalmente los parámetros de las células fotovoltaicas que forman dichos paneles, se determinan por características generales como:

- Irradiancia, solar expresada en kW/m^2 que en condiciones estándar es de 1000 W/m^2
- Temperatura de funcionamiento, que en condiciones estándar es de 25°C .
- Distribución espectral AM 1,5 G en condiciones estándar.

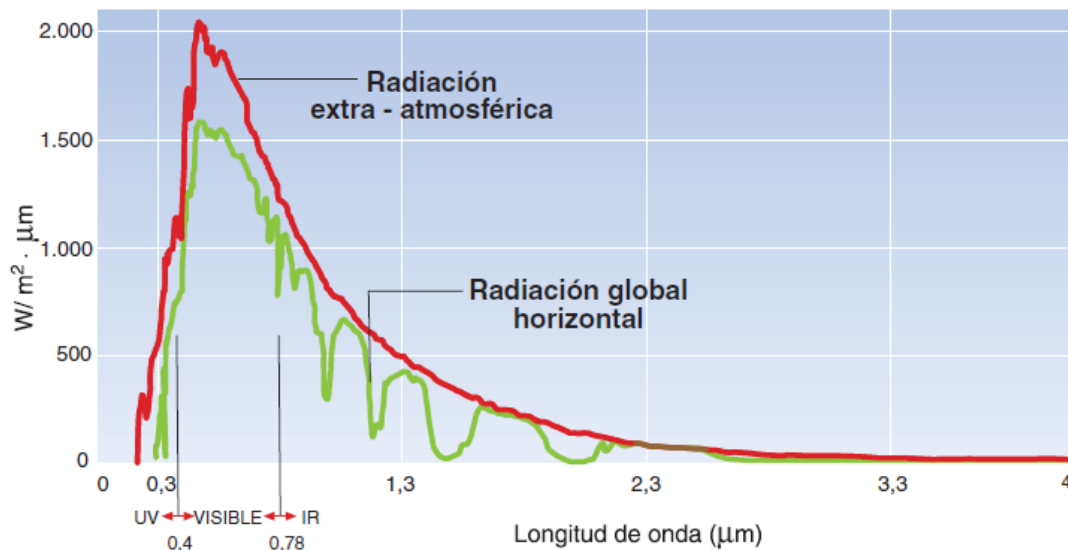


Figura A.1 Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica en la superficie terrestre.

Los parámetros técnicos que estos dispositivos deben cumplir son:

- a) Los Paneles fotovoltaicos se caracterizan por su *Potencia Pico*, siendo este parámetro el de mayor importancia, es el valor de potencia máxima producida por el panel.

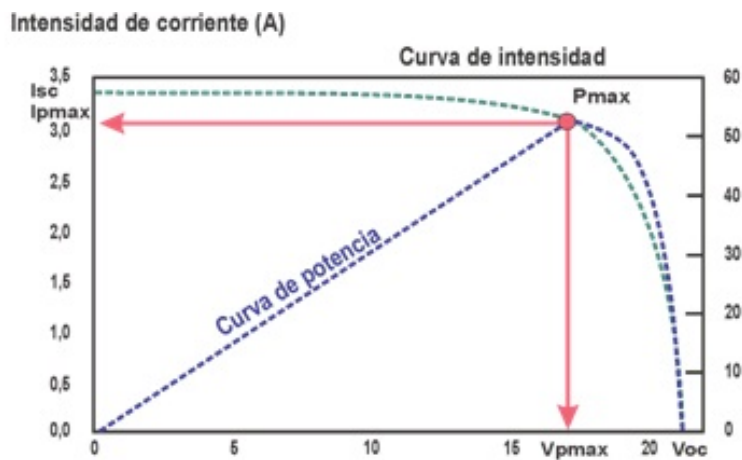


Figura A.2 Curva Característica del panel fotovoltaico.

- b) Todos los paneles utilizados en la instalación deberán cumplir con la certificación de la UNE, la IEC 61215 y la IEC 61730 que recogen las características que deben cumplir en la fabricación de un panel de silicio



cristalino, además deben ser del mismo modelo, de tal manera que garanticen la compatibilidad entre ellos, disminuyendo de esta manera efectos de circulación interna en el arreglo fotovoltaico.

- c) En caso de que los paneles que se utilicen no sean calificados por las normativas internacionales de certificación, se deberá presentar la justificación respectiva, además de que se deben presentar los documentos o información acerca de las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos (curva característica).
- d) Los paneles deben estar constituidos de material monocristalino, o policristalino.
- e) Todo panel fotovoltaico debe tener el nombre del fabricante, modelo y número de serie en una placa totalmente visible.
- f) La garantía del panel debe ser mínimo 10 años o acorde a la vida útil de la instalación fotovoltaica, garantizando que su eficiencia no disminuya más del 5%.
- g) Los paneles deben incorporar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- h) Si existen marcos laterales del panel estos serán de aluminio o acero inoxidable ya que el panel estará sometido a condiciones de lluvia y elementos corrosivos.
- i) Los valores de potencia máxima y corriente de cortocircuito nominal, deben estar dentro del margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo dados para el fabricante.
- j) Para facilitar el mantenimiento y reparación del panel, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.



1.1 Estructura de Soporte.

La estructura del panel deberá estar conformada por los siguientes elementos:

- Encapsulante.
- Cubierta exterior de vidrio templado.
- Cubierta posterior.
- Marco de metal.
- Caja de terminales.
- Diodo de protección.

Las estructuras deben cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:

- a) El diseño y la construcción de la estructura debe permitir dilataciones térmicas, de tal manera que no afecten de ninguna manera a la integridad de los paneles fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- b) Los puntos que se utilizan para la sujeción del panel deben ser suficientes, considerando el área de apoyo y posición relativa, de manera que no se produzcan flexiones en la parte superior del mismo.
- c) El diseño de la estructura debe realizarse para el ángulo de inclinación y la orientación calculados en el diseño de la instalación fotovoltaica.
- d) Debe presentar facilidad de montaje y desmontaje en el caso de requerir la sustitución de algún elemento dentro de la instalación.
- e) Los tornillos utilizados en la estructura serán de acero inoxidable o galvanizado en caliente.
- f) La estructura debe ser calculada para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos.
- g) La estructura debe soportar velocidades de vientos de hasta 100 km/h.



Si se desea aumentar la eficiencia de los paneles, es recomendable incluir un sistema de seguimiento solar, los mismos que aumentan la captación de la radiación solar. Estos pueden ser:

- Sistemas de seguimiento solar de 1 eje.
- Sistemas de seguimiento solar de 2 ejes.

1.3 Sistemas de Seguimiento Solar de los Módulos:

En las instalaciones fotovoltaicas existe la posibilidad de emplear elementos seguidores del movimiento del sol que ayuden a aumentar la captación de la radiación solar mediante un mecanismo denominado seguidor solar. La ventaja de tener un seguidor solar en una instalación es que la radiación solar es siempre perpendicular a los paneles fotovoltaicos, generando de esta manera un 30 a 35 % más de energía que la misma instalación colocada en una superficie fija.

Los principales inconvenientes de los seguidores son el costo, y el mantenimiento que debe ser realizado para evitar averías mecánicas.

Seguimiento solar de 1 eje. Realiza el seguimiento solar, en donde la rotación se hace en un solo eje, es decir sólo podrá seguir o la inclinación o el acimut del sol, pero no ambas a la vez (ángulo horario).

Seguimiento solar de 2 ejes. Realiza un seguimiento del sol en altitud y en acimut consiguiendo de esta manera que la radiación solar incida perpendicularmente sobre el panel fotovoltaico (ángulo mes).

Existen tres sistemas básicos de regulación del seguimiento del sol por dos ejes:

- **Sistemas mecánicos-** Utiliza un motor y un sistema de engranajes que necesitan ser reajustados periódicamente para adaptar el movimiento del soporte al movimiento del sol que varía su posición a lo largo del año.
- **Mediante dispositivos de ajuste automático-** Utiliza sensores que corrigen la posición del panel para que la radiación incida perpendicular al panel.



1.4 Inversor.

Son elementos electrónicos que convierten la corriente continua en corriente alterna, su funcionamiento se basa en sistemas electrónicos, de tal manera que permiten conectar los sistemas fotovoltaicos a la red de distribución eléctrica.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia y tiene la función de adaptar las características de producción del máximo campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

Dentro de las características principales que deben cumplir los inversores se tiene:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- De tipo autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en modo aislado, es decir no debe funcionar o seguir inyectando potencia a la red si en ésta no existe tensión.

Se tiene que tomar en cuenta que la potencia del inversor será mínimo el 80% de la potencia pico del valor de potencia que se está generando.

Los parámetros que debe cumplir un inversor para su correcto funcionamiento, están determinados por:

- Voltaje y corriente a la entrada del inversor acorde con la que se debe adaptar al generador.
- Potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida.
- Frecuencia de trabajo de 60Hz y eficiencia mayor al 85%.
- Voltaje de fase en la red, que dependerá del punto de conexión en la red de distribución.
- Potencia reactiva de salida del inversor.



Los inversores deben cumplir con normas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, además deben cumplir con las siguientes protecciones:

- Protección frente a cortocircuitos en corriente alterna.
- Protección frente a tensiones fuera de rango $\pm 5\%$ del voltaje nominal.
- Protección frente a frecuencia de red fuera de rango $\pm 2\%$ de la frecuencia nominal⁴⁰.
- Protecciones frente a sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares.
- Protecciones ante perturbaciones en la red como: pulsos, microcortes, retorno de la red, etc.

Dentro de las características técnicas que debe cumplir un inversor están las siguientes.

- a) El inversor debe tener una correcta señalización para facilitar su operación. Además debe contar con controles automáticos que aseguren su supervisión y uso; un control manual de encendido y apagado general del inversor, y un control manual para la conexión y desconexión del mismo de la parte de corriente alterna que podrá ser externo al mismo.
- b) Los valores de eficiencia de los inversores para potencias menores a 5kW, deben estar en un rango del 85 al 88%, y para inversores mayores a 5kW los valores de la eficiencia estará en un rango del 90 al 92%, para mantener con mayor precisión el punto de trabajo en máxima potencia.
- c) El autoconsumo del inversor en modo nocturno, debe ser menor al 0,5% de su potencia nominal; y sin carga conectada será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida.
- d) Las pérdidas de energía ocasionadas diariamente por el autoconsumo del inversor deben ser inferiores al 5%, teniendo en cuenta que el inversor debe contar con un sistema de “stand by” para reducir este tipo de pérdidas.

⁴⁰ Frecuencia Nominal: Valor de frecuencia de salida que se utiliza para identificar el inversor de C.C/C.A.



- e) El factor de potencia de la potencia generada debe ser mayor al 0,95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- f) Los inversores deben cumplir con un grado de protección IP65 para inversores instalados en la intemperie.
- g) Los inversores deben garantizar operatividad en condiciones ambientales de temperatura entre -5°C y 45°C , y de humedad relativa entre 0% y 95%.

Se debe considerar que la eficiencia de un inversor dependerá en gran parte del régimen de carga a que se someta, lo que quiere decir que la eficiencia no es constante siendo mayor para regímenes de carga bajos.

Los requisitos técnicos que deben satisfacer los inversores de tipo monofásico o trifásico que funcionan como fuente de tensión fija, es decir cuyo valor eficaz de tensión y frecuencia de salida son fijos, se describen a continuación:

- a) Los inversores serán de onda senoidal pura.
- b) El inversor se encarga de una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada que el sistema admita.
- c) El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continua en el margen de temperatura que especifica el fabricante.
- d) El inversor debe arrancar y operar todas las cargas que se tienen en la instalación sin interferir en su correcta operación.

1.4.1 Tipos de Inversores.

- ***Inversores de conmutación natural.*** También son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser esta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos. Su aplicación es para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.



1.4.2 Dimensionamiento de Inversores.

Para realizar el dimensionamiento de los inversores, se analiza sus principales características, las mismas que vienen determinadas por la tensión de entrada⁴¹ del inversor, que se debe adaptar a la del sistema, además de la potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida (sinusoidal pura), la frecuencia de trabajo y la eficiencia, que debe estar sobre el 85%. Se debe tomar en cuenta que la eficiencia de un inversor no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido; ya que para regímenes de carga próximos a la potencia nominal, la eficiencia del inversor es mayor que para regímenes de carga bajos.

1.4.3 Control de Armónicos.

Los armónicos son tensiones sinusoidales cuya frecuencia es múltiplo de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación.

De acuerdo a la normativa internacional IEC 61000-3-2 e IEEE Std 929-2000 el límite de distorsión de tensión aceptado es de $THD_v=5\%$ para redes industriales en baja tensión, en cambio para redes de media y alta tensión el nivel recomendado es de $THD_v=3\%$.

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas se debe considerar los armónicos impares como causantes de problemas de perturbación, especialmente el tercero y quinto armónico.

En el caso del tercer armónico este se origina por cargas monofásicas, mientras que el quinto es causado por las cargas trifásicas.

Por lo tanto para el control de dichos armónicos se debe hacer el uso de **transformadores con conexiones especiales**, donde los órdenes de armónicos que se eliminan dependen del tipo de conexión implementada ya sea:

- Una conexión delta-estrella-delta elimina los armónicos de orden 5 y 7.

⁴¹ Tensión de Entrada: tensión eléctrica en los bornes de entrada del convertidor.



- Una conexión delta-estrella elimina los armónicos de orden 3 (los armónicos circulan por cada una de las fases, y retornan por el neutro del transformador).
- Una conexión delta - zigzag elimina los armónicos de orden 5 (por retorno en el circuito magnético).

Otro método importante para el eliminar los armónicos es el **uso de filtros** como:

- El filtro “Sintonizado Simple” es el más sencillo, y consiste en un banco de condensadores conectados en serie con un inductor. Ambos se sintonizan a la frecuencia que se desea atenuar.
- El “Pasa Alto de 2° Orden” es el más común de los filtros que presenta una característica amortiguada. La conexión de una resistencia en paralelo con el inductor le da un comportamiento amortiguado para un amplio rango de frecuencias.

1.4.4 Control de Transitorios.

Se conoce como transitorio a la respuesta de un circuito eléctrico que se extingue en un periodo de tiempo, en general es fuertemente amortiguado y dura algunos milisegundos, pueden originarse principalmente por maniobras de conexión o desconexión, descargas atmosféricas y descargas electrostáticas.

Los transitorios eléctricos más severos son ocasionados por las descargas atmosféricas, en cambio los transitorios eléctricos ocasionados por maniobras con interruptores se dan debido a que el sistema debe pasar de una condición a otra, es así que para protección del usuario y del equipo se debe considerar que:

- a) El diseñador de la instalación fotovoltaica debe garantizar un sistema de seguridad primaria que proteja a todo el equipo contra los transitorios producidos por fallas en la red, dicha condición debe también asegurar que exista una desconexión de la red y de esta manera el inversor deje de suministrar energía a la red.
- b) Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no deben alimentar tensión a la línea de distribución en el caso de que esté desconectada de la red, ya sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa



distribuidora o por el hecho de que ha actuado alguna protección en la línea.

1.5 Conductores.

Considerando recomendaciones internacionales así como las guías técnicas ICT-BT-19, y la ICT-BT-20, los conductores deben ser de cobre y deben estar aislados a excepción de los que se montan sobre aisladores.

Además deben cumplir con las normas UNE-EN-60332 o IEC 60332, en donde se incluye el tipo de conductor utilizado para las instalaciones fotovoltaicas, los mismos que deben resistir las condiciones ambientales que se producen en una instalación, ya sea fija o móvil, consiguiendo así la máxima eficiencia de las mismas.

Las condiciones técnicas que deben cumplir los conductores son:

- a) Utilizar cable concéntrico flexible, multiconductor, con aislamiento de polietileno y chaqueta de PVC (tipo TTU) y además considerar las características obligatorias que deben cumplir los conductores, según la IEC (International Electrotechnical Commission) que son las siguientes:
 - RESISTENCIA A LA INTEMPERIE.
 - Temperatura máxima del conductor 120°C.
 - Resistencia a las temperaturas extremas.
 - Resistencia a los rayos ultravioleta.
 - Resistencia al ozono.
 - Resistencia a la absorción del agua.
 - RESISTENCIA MECANICA.
 - Resistencia al impacto.
 - Resistencia a la abrasión.
 - Resistencia al desgarro.
 - ECOLÓGICO.
 - Libre de halógenos.
 - Baja emisión de gases corrosivos.
 - Baja opacidad de humos.
 - No propagador del incendio.



- b) Los conductores que se utilizan para la instalación deben contar con la sección adecuada para minimizar las caídas de tensión, así como los calentamientos del cobre por el efecto Joule; para cada uno de los tramos, el rango de caída de tensión debe considerarse entre el 4 y 5% como se indica a continuación:
- Caída de tensión máxima en la parte de corriente continua, 2.5%.
 - Caída de tensión máxima en la parte de corriente alterna, 1.5%.
- c) Para una mayor seguridad, todos los conductores deben respetar un código de colores y/o estar debidamente etiquetados, tomando en consideración los positivos y negativos, evitando que se produzcan uniones que termine en cortocircuitos y demás problemas. El cable de color rojo será utilizado para identificar la parte positiva de la instalación fotovoltaica, el cable negro servirá de referencia para la parte negativa de la instalación y el cable verde será el utilizado para la conexión a tierra.
- d) En el diseño se debe incluir la cantidad de cable utilizado tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna considerando reservas pertinentes para futuras instalaciones, así como para evitar la posibilidad de contacto en el momento de flujo de personas.

1.6 Conexión a la Red de Distribución.

- a) La forma de conexión de la instalación fotovoltaica será directamente a la red de distribución de la Compañía Distribuidora, en el denominado “punto de conexión”, el cual debe estar lo más cercano posible al lugar de la ubicación de tal instalación para no alterar de manera significativa la topología de la red de la empresa distribuidora, y el correcto funcionamiento del sistema de distribución, así mismo la puesta en funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar lugar a condiciones de trabajo peligrosas tanto para el personal de mantenimiento como para los equipos de la red de distribución.
- b) Para los sistemas de generación fotovoltaica del tipo residencial (de hasta 1kW), se conectarán directamente a la red de baja tensión (220/127) tomando en cuenta las consideraciones que debe tener el inversor de dicha instalación en cuanto a su conexión con la red, además se debe realizar una inspección previa por parte del personal de la empresa distribuidora para determinar si la red es apta para la conexión

en dicho punto.

- c) De acuerdo al resultado de la inspección realizada por el personal de la empresa distribuidora, se determinará si la instalación requiere de algún otro elemento que facilite su conexión.
- d) En el caso de que la potencia nominal generada supere los 5kW, se recomienda que la conexión a la red sea trifásica, ya sea mediante inversores monofásicos de hasta 5kW a las diferentes fases o de manera directa por medio de un inversor trifásico.
- e) En las instalaciones de hasta 50 MW, el punto de conexión se realizará en la subestación de la empresa distribuidora más cercana al lugar donde se encuentre la instalación fotovoltaica, tomando en consideración los niveles de voltaje y potencia que se manejan en la misma, así como las recomendaciones de seguridad en el momento de la conexión establecidas por la empresa distribuidora.
- f) Una característica a considerarse es que, cuando la línea de distribución se desconecta de la red, ya sea por trabajos de mantenimiento que sean requeridos por la empresa distribuidora o ante la actuación de alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.
- g) La conexión podrá realizarse entre la generadora y la empresa distribuidora siempre y cuando exista la capacidad para la entrada de una o más líneas, si es necesario hacer modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de conexión a la red existente para facilitar un punto de conexión de la instalación fotovoltaica, dichas mejoras deberán ser costeadas por el generador quedando en libre criterio por parte del mismo, disponer o no que la empresa distribuidora se encargue de su mantenimiento, operación y control, previa autorización del CENACE.
- h) Se debe considerar que las condiciones de conexión a la red se fijaran en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con la finalidad de evitar daños a los usuarios con cargas sensibles.
- i) En el caso de que una instalación fotovoltaica se vea afectada por perturbaciones provenientes de la red de distribución, se tiene que



aplicar normativas vigentes en el Ecuador referentes a calidad de servicios.

Para establecer el punto de conexión a la red, se debe tomar en cuenta la capacidad de transporte de la línea, y las distribuciones en diferentes fases de generadores fotovoltaicos provistos de inversores monofásicos, mediante un cálculo de caída de tensión tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La suma de las potencias de las instalaciones fotovoltaicas que se conecten a una línea no deberá superar la mitad de la capacidad de transporte de la línea en mención en el punto de conexión, se debe tener en cuenta que si el punto de conexión está en un centro de transformación, la suma de las potencias que se conecten a ese centro no tendrá que superar la mitad de la capacidad de transformación.
- Se debe tener en cuenta que la variación de tensión en su propio punto de conexión, que se provoca por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica, no deberá ser superior al 5% en zonas urbanas y del 10% en zonas rurales, ni tampoco deberá producir al usuario conectado a la red la superación de los límites que se indican en las normas de redes eléctricas.
- El factor de potencia de la energía generada debe ser lo más próximo a la unidad para esto las instalaciones fotovoltaicas que se conecten a la red, deben llegar a un acuerdo con la empresa distribuidora.
- Para instalaciones fotovoltaicas que se conecten a las subestaciones de la empresa distribuidora se deberá realizar el debido análisis de flujo de potencia para verificar el comportamiento de la red.

1.6.1 Enlace con la Red de la Empresa Distribuidora.

La instalación eléctrica entre la instalación fotovoltaica y la empresa distribuidora debe contar con los siguientes elementos:

1. **Interruptor general manual.** Este interruptor termomagnético deberá ser accesible a la empresa distribuidora en todo momento para poder realizar la desconexión manual, del mismo modo dicho dispositivo



deberá poder ser bloqueado por la empresa distribuidora en su posición de abierto con el fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de necesitarse dicha acción.

2. **Interruptor automático diferencial.** El mismo debe constar de las características suficientes para proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación fotovoltaica.
3. **Interruptor automático de la interconexión.** El mismo se utilizará para la conexión y desconexión automática de la instalación fotovoltaica en el caso de darse pérdida de tensión o frecuencias nominales de la red.

Una vez que estas se comprueben, dichas protecciones deben quedar establecidas por parte de la empresa distribuidora.

1.7 Sistema de Medición y Facturación.

En un sistema fotovoltaico conectado a la red, los sistemas de medición deben encargarse de detectar:

- La energía eléctrica extraída de la red (medidor - usuario).
- La energía inyectada a la red.
- La energía producida por la instalación fotovoltaica.

La medición de la energía producida se realiza por medio de un contador, el mismo que debe ser capaz de detectar la energía producida medida en horas, además debe estar equipado con un dispositivo remoto de consulta y adquisición de medidas del administrador de la red.

Este equipo de medición debe instalarse lo más cercano posible al inversor con los dispositivos antifraude adecuados.

El equipo de medida de una instalación fotovoltaica debe componerse de los siguientes elementos:



- Para instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal menor a 5 kW (1 Φ) se tendrán dos contadores de potencia activa direccionales monofásicos de clase 2.
- Para instalaciones fotovoltaicas con potencia nominal entre 5kW y 55kW un contador estático trifásico multifunción, clase 1 en energía activa con aplicaciones bidireccional, reactiva.
- Para instalaciones fotovoltaicas con potencia nominal entre 55 y 100kW se debe tener un contador estático trifásico multifunción, clase 1 en energía activa con aplicaciones bidireccional, reactiva, además de tres transformadores de intensidad o corriente.

Para el sistema de medición y facturación se debe considerar lo siguiente:

- a) Los equipos de medición tanto para la entrada y salida de energía serán precintados por la empresa distribuidora, solo personal autorizado de la empresa distribuidora tendrá acceso a dichos equipos.
- b) Se tendrá acceso a los equipos sin consentimiento de la empresa distribuidora solamente en casos de peligro, presentando de manera obligatoria un informe con carácter inmediato que justifique dicha acción.
- c) La colocación de contadores y equipos de medida se harán de acuerdo a la reglamentación establecida por la empresa distribuidora.
- d) Se debe identificar con total claridad cuál es el contador de entrada de energía procedente de la empresa distribuidora y cuál es el contador de salida de energía de la instalación fotovoltaica.

1.8 Sistema de Seguridad y Protecciones.

Para tener garantía de los niveles de seguridad dentro de una instalación fotovoltaica así como de los operarios y usuarios frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos y sobrecargas se deben cumplir las exigencias previstas en la reglamentación actual del país, además de considerar las siguientes recomendaciones:



- Interruptor General Manual. Este es un interruptor de tipo magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, el mismo que tendrá acceso por parte de la misma.
- Interruptor automático diferencial. Este elemento se utiliza para la protección de las personas en el caso de un contacto indirecto con alguna parte de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión. Este dispositivo realiza la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica en el caso de falla como la pérdida de tensión y frecuencia de la red.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión en la red. Este tipo de protecciones para el caso de conexiones a las redes trifásicas deberán utilizarse en cada fase.
- Reconexión automática de la instalación fotovoltaica a la red cuando se restablece la tensión por la empresa distribuidora.

Para realizar mantenimiento de la instalación, la misma debe permitir la desconexión del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de alterna.

En toda instalación fotovoltaica se deben incluir los elementos y características necesarias para garantizar la calidad del suministro eléctrico continuamente.

1.8.1 Sistemas de Puesta a Tierra.

En lo que se refiere con los sistemas de puesta a tierra⁴² de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, se harán de manera que no afecten a las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, asegurando que no se den transferencias por fallas a la red de distribución.

El sistema de puesta a tierra en un sistema fotovoltaico o en cualquier instalación eléctrica es de gran importancia en la protección de equipos debido a que:

⁴² El Código Eléctrico Ecuatoriano en la sección 690-41 establece que se ponga a tierra, a sistemas de voltajes superiores a 50V.



- Obtiene una resistencia eléctrica de bajo valor para derivar a tierra fenómenos eléctricos transitorios (FETs.), tales como corrientes de fallas estáticas y parásitas, así como ruido eléctrico y de radiofrecuencia.
- Mantiene los potenciales que se producen por las corrientes de falla dentro de los límites de seguridad, de tal modo que las tensiones de paso o de toque no representen peligro para los humanos y/o animales.
- Permite que el equipamiento de protección sea más sensible y de lugar a una rápida derivación de las corrientes defectuosas a tierra.
- Es importante determinar el lugar, donde se lo va a ubicar, para lo cual se debe considerar las propiedades de los suelos.
- Una propiedad principal a tomar en cuenta es la resistividad con su símbolo ρ , para lo cual se tiene que medir el terreno en donde se va a realizar la instalación.

Dentro de un sistema de puesta a tierra, se debe considerar que la resistencia eléctrica no debe sobrepasar ciertos límites, de acuerdo a normas tanto nacionales como internacionales.

Para bajar la resistencia hay ciertos métodos tales como:

- Aumentar el número de electrodos en paralelo.
- Aumentar la longitud de los electrodos.
- Aumentar el diámetro de los electrodos.
- Aumentar la distancia entre ejes de los electrodos.
- Cambiar el terreno existente por otro de menor resistividad.
- Tratamiento químico electrolítico del terreno (carbón vegetal, bentonita, sal o gel especial para sistemas de puesta a tierra).

Tomando en consideración los diferentes métodos de hacer una puesta a tierra, estos pueden ser mediante el uso de un electrodo, el cual es el elemento que está en contacto directo con la tierra, el material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones de suelo.

Los materiales usados incluyen: cobre, acero galvanizado, acero inoxidable y hierro fundido. El cobre generalmente es el material preferido para estas instalaciones.



El electrodo puede tomar diversas formas: varillas verticales, placas y conductores horizontales.

Estos electrodos de tierra pueden ser utilizados como electrodos individuales o utilizarse varios electrodos eléctricamente conectados entre sí.

Se recomienda la utilización de electrodos del mismo material, para evitar problemas de corrosión por par galvánico.

Considerando lo expuesto anteriormente se tiene:

- a) Toda instalación deberá tener una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, por medio de un transformador de aislamiento.
- b) Las masas de la instalación fotovoltaica deberá conectarse a una tierra diferente del neutro de la empresa distribuidora.
- c) Los sistemas de protección de sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito, sobrevoltajes y puestas a tierra deben someterse a las reglas del Código Eléctrico Nacional (CPE INEN 19:2000 sección 240, 250, 690-41) o las normas del NEC National Electrical Code.
- d) Toda instalación de un sistema fotovoltaico deberá estar protegida frente a corrientes de cortocircuitos, sobrecorrientes, sobrevoltajes. De manera importante se deben proteger el regulador mediante fusibles, interruptores termo magnético, diodos, o cualquier otro elemento que satisfaga dicha función.
- e) Los sistemas fotovoltaicos deben disponer de elementos de seccionamiento manual para operación y mantenimiento, estos elementos deberán estar en un lugar accesible; para control de mantenimiento preventivo y correctivo, puede ser en un gabinete.
- f) Los fusibles, porta fusibles y adaptadores deben estar rotulados con su corriente nominal.
- g) Los fusibles deben ser de fácil adquisición, es decir, fáciles de encontrar en el mercado local.
- h) Los fusibles e interruptores termo magnéticos deben instalarse en la línea de polaridad positiva o utilizar interruptores de dos polos.



- i) Si en un grupo de paneles conectados en serie, uno de ellos falla, bien por avería interna o por recibir temporalmente sombra, dejaría fuera de servicio a los demás paneles de la serie, por lo cual se debe instalar un pequeño elemento denominado diodo de by pass, de voltaje dos veces mayor al voltaje de circuito abierto del panel, conectado en paralelo entre sus terminales. Dicho elemento proporciona un camino alternativo a la corriente generada por los demás módulos de la serie. El diodo de by pass se conecta con su cátodo unido al terminal positivo del módulo. Algunos fabricantes ya incorporan este dispositivo montado en la caja de conexión de cada panel.
- j) Las condiciones atmosféricas del Ecuador obligan que las instalaciones fotovoltaicas deben tener una puesta a tierra, a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.
- k) Todas las partes metálicas no activas accesibles de las cajas de conexión, equipos y aparatos de todo el sistema fotovoltaico y de carga continua, deben conectarse a la puesta a tierra.
- l) El electrodo de tierra debe ser una varilla de acero fundido con recubrimiento de cobre cuyo diámetro dependerá de la potencia enterrado verticalmente, en un terreno previamente estudiado y tratado, si es necesario, y a una profundidad de por lo menos 2,40 m.
- m) La conexión del electrodo es por medio de una unión termo soldada.

1.9 Cálculos Requeridos en la Instalación Fotovoltaica.

En el diseño de una instalación fotovoltaica se debe considerar los siguientes cálculos.

- a) Cálculo de pérdidas por sombreado en donde se considera que en el día más desfavorable del año, en la superficie útil de captación de los paneles solares, no deberá existir más del 5% de sombreado.
- b) Cálculo de pérdidas por distancia entre paneles en el cual se debe garantizar que la distancia entre paneles permita un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía en el mes más desfavorable del año.



2. REQUERIMIENTOS ENTRE EL GENERADOR Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

2.1 Presentación de Solicitud.

El titular de la instalación debe solicitar a la empresa distribuidora el punto de conexión y condiciones técnicas de la conexión para la realización del proyecto, la solicitud deberá constar con la siguiente información.

- Nombre, dirección, teléfono y correo electrónico del interesado.
- Situación de la instalación.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión.
- Características técnicas de la instalación, como son la potencia pico de los paneles, la potencia nominal de la instalación; descripción de los modos de conexión y características del inversor o inversores así como de los elementos de protección y de conexión previstos.

Si la empresa distribuidora llegara a necesitar de algún otro tipo de documentación la solicitará en un plazo de 10 días a partir de la recepción de la solicitud presentando la respectiva justificación de tal pedido.

2.2 Celebración del Contrato.

El titular de la instalación y la empresa distribuidora suscribirán un contrato mediante el cual se regularán (establecerán) las relaciones técnicas y económicas entre los dos. Se podrá establecer un modelo de contrato por el CONELEC tomando en consideración las Funciones y Facultades de la LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO⁴³ así como otras reformas relacionadas.

Cuando se haya acordado tanto el punto y las condiciones de conexión, la empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir dicho contrato en el plazo máximo de un mes desde que el solicitante haya antepuesto tal requerimiento.

⁴³ Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico publicada en el Registro Oficial No.364 de 26 de septiembre de 2006.



2.3 Acceso al Sistema del Distribuidor.

Dentro del reglamento vigente en el país para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, art. 9 se indica que tanto el trasmisor como los distribuidores deben permitir el libre acceso de terceros agentes a la capacidad de transporte existente o remanente de sus sistemas.

Dentro de las obligaciones que debe tener la empresa distribuidora están:

- Prestar el servicio público de transporte de energía permitiendo el libre acceso de terceros agentes a sus instalaciones, en los términos de su contrato de concesión cumpliendo con las normas que regulan la prestación de este servicio.
- Dar cumplimiento a lo acordado con los usuarios en cuanto a la operación del equipo de conexión.
- Determinar que instalaciones del usuario no reúnen los requisitos técnicos para la conexión al sistema y notificarlo al CONELEC Y CENACE.

Las obligaciones del titular de la instalación son las siguientes:

- a) Al presentarse una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación previa justificación, la empresa distribuidora podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización del organismo competente (CENACE), dichos efectos serán conocidos por perturbación importante debido a que afecta a la red de distribución provocando que el suministro a los usuarios no alcance los límites de calidad del producto establecidos por la normativa vigente.
- b) Cuando una instalación fotovoltaica perturbe el funcionamiento de la red de distribución, interfiriendo en los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa distribuidora comunicará al titular de la instalación con el objetivo de que se proceda a remediar las deficiencias en el plazo de 72 horas.



- c) Pasado dicho plazo y si persisten las incidencias, la empresa distribuidora podrá proceder a la desconexión de la instalación.
- d) El titular de la instalación debe disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto y de manera inmediata los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

Dentro de las obligaciones compartidas entre la empresa distribuidora y el titular de la instalación fotovoltaica están:

- Firmar los contratos de conexión.
- Contar con equipos de protección y control necesarios para aislar los efectos en sus instalaciones debido a fallas producidas en equipamientos del distribuidor u otros agentes.
- Cumplir con la normativa dictada por el CONELEC y los instructivos preparados por el CENACE en cuanto a los sistemas de medición comercial, adquisición de datos en tiempo real.

2.2 Verificación de la Conexión a la Red.

- a) El instalador del sistema fotovoltaico realizará pruebas de la instalación considerando características principales de la instalación así como la superación de tales pruebas.
- b) Se deberá elaborar un manual de características principales de la instalación al igual que un manual de superación de pruebas.
- c) En el caso de que se necesiten pruebas en las que se requieran la conexión de la instalación fotovoltaica a la red, esta deberá tener carácter provisional y se deberá comunicar a la empresa distribuidora (E.E.R.C.S. C.A).
- d) Cuando se haya realizado la instalación, así como firmado el contrato y legitimado el manual de superación de pruebas de la instalación, el titular de la instalación tendrá la facultad de solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red siendo necesaria la presentación del manual.



- e) En cualquier momento, la empresa distribuidora podrá realizar una primera verificación a aquellos elementos que afecten de una u otra manera a la regularidad así como seguridad de suministro, percibiendo del titular de la instalación el pago de los derechos previstos en la regulación.
- f) Una vez transcurrido un mes de la solicitud de conexión a la red sin tener ningún tipo de oposición de cualquier índole por parte de la empresa distribuidora, el titular de la instalación podrá realizar la conexión con la red de distribución.
- g) Si la empresa distribuidora encuentra algún tipo de incidencia en los equipos de interconexión o en la propia instalación, informará al titular de la instalación sobre las mismas, y se le concederá un período de tiempo suficiente para que proceda a solucionar tales eventualidades.

3. ASPECTOS LEGALES Y ECONÓMICOS.

Los solicitantes de concesiones y titulares de permisos y licencias para la generación, distribución de energía, tendrán que cumplir con lo establecido en las normativas, reglamentos regulaciones e instructivos impartidos por el CONELEC, a los cuales les corresponde:

- Presentar, para su respectiva aprobación y calificación del CONELEC el Estudio de Impacto Ambiental, así como su correspondiente Plan de Manejo Ambiental; para luego después de su aprobación presentarlos al Ministerio de Ambiente, obteniendo de esta manera la Licencia Ambiental respectiva para su operatividad.
- Las operaciones, procesos y actividades deben utilizar mecanismos que minimicen los impactos negativos en el ambiente.
- Realizar programas de capacitación así como de información ambiental para todo su personal.
- Efectuar un monitoreo ambiental para asegurar que el Plan de Manejo Ambiental presentado se esté llevando con normalidad, presentando sus resultados al CONELEC y al Ministerio del Ambiente si éste lo requiere.
- Facilitar toda la información necesaria para las auditorías externas que será realizadas por el CONELEC.



- Presentar cualquier tipo de información requerida por el CONELEC y el Ministerio del Ambiente en aplicación a cualquiera de sus regulaciones.

3.1 Obligaciones de los Concesionarios y Titulares de los Permisos y Licencias.

Para el otorgamiento del contrato de concesión específica, permiso o licencia de proyectos nuevos, el titular del certificado de concesión, permiso o licencia deberá:

a) Presentar al CONELEC basándose en el reglamento vigente, el Estudio de Impacto Ambiental para su análisis y aprobación, el mismo que consta de dos niveles:

- *Estudio de Impacto Ambiental Preliminar*, en donde se preparan las fases iniciales del proyecto, teniendo en el mismo la evaluación inicial y básica de los impactos ambientales, en el que se debe incluir la descripción general técnica del proyecto, la línea base del proyecto y la descripción general del Plan de Manejo Ambiental.
- *Estudio de Impacto Ambiental Definitivo*, en el cual se prepara de una manera mucho más avanzada los estudios del proyecto. Aquí se presenta ya un estudio detallado de los impactos ambientales que se tendrán en la construcción, operación, mantenimiento y retiro del mismo. Este estudio contendrá un resumen ejecutivo, la descripción técnica detallada del proyecto eléctrico; la justificación detallada de la alternativa para reducir los impactos ambientales; la descripción detallada de los impactos considerados como significativos y la presentación del Plan de Manejo Ambiental detallado.

b) Presentar un Plan de Manejo Ambiental el cuál se ejecutará según lo previsto en el contrato de concesión, cumpliendo con la normativa ambiental vigente en el país. Su cumplimiento será evaluado por medio de una auditoría, durante las fases de construcción, operación, mantenimiento y retiro de los sistemas de generación. Las auditorías que se realizarán son de tipo interna y externa.

- Auditoría Ambiental Interna, será realizada por los concesionarios y titulares de permisos o licencias.



- Auditoría Ambiental Externa, será realizada por el CONELEC cuando el Ministerio del Ambiente lo crea conveniente.
- c) No presentarán Estudios de Impacto Ambiental Proyectos de generación menores a 1MW de acuerdo a lo establecido en el artículo 54 del Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la prestación del Servicio de Energía Eléctrica.

3.2 Obtención de Permiso Ambiental.

Una vez entregada toda la documentación al CONELEC, el titular de la concesión, permiso o licencia, deberá esperar la resolución del mismo dentro de un plazo de 30 días calendario. Si no existiese ningún pronunciamiento en el plazo establecido, se considerará que el Estudio de Impacto Ambiental ha sido aprobado.

Si el Estudio de Impacto Ambiental no fuese aprobado, se notificará por escrito al interesado, con su respectiva justificación de porque no fue aprobado.

En el Artículo 39 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, se indica que es responsabilidad del Ministerio del Ambiente realizar el análisis del Estudio de Impacto Ambiental Preliminar y Definitivo; y luego de la aprobación de los mismos por parte del CONELEC; emitir la licencia ambiental correspondiente, dentro de un plazo de 30 días calendario.

3.3 Estudio Financiero.

Dentro de los requerimientos de índole económico, el titular de la instalación fotovoltaica debe presentar en la propuesta del proyecto el estudio económico de la instalación solar fotovoltaica, el mismo que debe estar regido por los precios establecidos en la Regulación **CONELEC No. 004/11**, los mismos que estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del Título Habilitante, para todas las empresas. El CENACE se encargará del despacho obligatorio y preferente de toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales, hasta el límite del 6% de la capacidad instalada y operativa del Sistema Nacional Interconectado.



El titular de la instalación fotovoltaica generadora correrá a cargo de todos los gastos debidos a estudios previos, ampliación o modificación de las instalaciones existentes, así como la nueva red para su conexión.

3.3.1 Calificación para Acceder a Precios Preferentes.

Ahora se detallan cuales son los documentos y pasos que los inversionistas privados o personas naturales interesadas en empezar una empresa de generación, utilizando recursos o fuentes renovables deben efectuar para acceder al proceso de calificación:

1. Presentación de documentos:

- Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica (en nuestro caso mediante un sistema fotovoltaico).
- Copia certificada del nombramiento del representante legal;
- Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC.
- Memoria descriptiva del proyecto.
- Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor (se explicará la manera de conexión al sistema de la E.E.R.C.S).
- Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente.
- Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso natural, por parte del organismo competente; y
- Esquema de financiamiento.

2. Calificación.- El CONELEC, podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso que la energía generada no cumpla con los requisitos y límites dispuestos en la Regulación 004/11.

3. Certificado.- Si el proyecto fue calificado, se otorgará un Certificado previo al Título Habilitante, en el cual se indica que la empresa es apta para el desarrollo y operación de un proyecto de generación y para lo cual se otorga un plazo máximo para la firma del Título Habilitante.



-
4. Exclusividad del proyecto calificado.- Hasta la firma del Título Habilitante no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el poseedor del Certificado.

Título Habilitante.- Una vez que el proyecto haya sido calificado y se haya otorgado el certificado, se someterá a lo descrito en la normativa vigente para la obtención del Título Habilitante.

Para que generadores pequeños (menores a 1 MW) se acojan a los precios preferentes no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro conforme con la regulación respectiva (en este caso la E.E.R.C.S.)

ANEXO 2

REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11 EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC

Considerando:

Que, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

Que, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Que, como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector;

Que, para disminuir en el corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del país, es conveniente mejorar la confiabilidad en el suministro, para lo cual se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con fuentes de energía renovable no convencionales –ERNC-, con lo cual se contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y la transferencia tecnológica;

Que, como parte fundamental de su política energética, la mayoría de países a nivel mundial, vienen aplicando diferentes mecanismos de promoción a las tecnologías renovables no convencionales entre las que se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que les ha permitido desarrollar en forma significativa este tipo de recursos;

Que, el artículo 64 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el CONELEC dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad;

Que, en la parte final del artículo 53 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetarán a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC;

Que, el CONELEC mediante Resolución No. 127/08, de 23 de octubre de 2008, aprobó la Regulación No. CONELEC – 009/08 “Registros de Generadores Menores a 1 MW”, la cual determina el procedimiento que deben ajustarse los generadores menores a 1 MW para su funcionamiento en el sistema;

Que, la Regulación No. CONELEC 013/08 Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 determina el despacho preferente de centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE;

Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, en su libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, en sus artículos 233 al 235 establece disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; además que, en la disposición reformativa Cuarta se establece que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; y,

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Expedir la presente Regulación denominada “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”.

1. OBJETIVO

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de 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.

2. ALCANCE

Para los efectos de la presente Regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

3. DEFINICIONES

Central a biomasa: central que genera electricidad utilizando como combustibles: residuos forestales, residuos agrícolas, residuos agroindustriales y ganaderos y residuos urbanos.

Central a biogás: Central que genera electricidad utilizando como combustible el biogás obtenido en un digestor como producto de la degradación anaerobia de residuos orgánicos.

Central convencional: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, como por ejemplo: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos, etc.

Central eólica: Central que genera electricidad en base a la energía cinética del viento.

Central geotérmica: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria el vapor proveniente del interior de la tierra.

Central no convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Central solar fotovoltaica: Central que genera electricidad en base a la energía de los fotones de la luz solar, que al impactar las placas de material semiconductor del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los mismos que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.

Centrales Hidroeléctricas: Generación a base de centrales hidroeléctricas con capacidad instalada igual o menor a 50 megavatios.

4. REQUISITOS DE PARTICIPACIÓN

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas en el numeral anterior de la presente Regulación, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional.

Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad instalada sea mayor a los 50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que desee acogerse a este sistema preferente, y para su proceso de calificación al interior del CONELEC, deberá presentar los siguientes requisitos:

1. Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;
2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro;
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;
5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;

6. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas;
7. Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso, por parte del organismo competente; y
8. Esquema de financiamiento.

5. PROCEDIMIENTO DE CALIFICACIÓN Y OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE:

El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, para la calificación, la documentación señalada en el numeral anterior y someterse al proceso indicado en esta Regulación.

El CONELEC, adicionalmente, en función del parque generador que cubre la demanda eléctrica del país podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

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

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

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.

Tabla No. 1
Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
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

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.

Tabla No. 2
Precios Preferentes Centrales Hidroeléctricas
hasta 50 MW en (cUSD/kWh)

CENTRALES	PRECIO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10 MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21

6.2 VIGENCIA DE LOS PRECIOS

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

- a) Para los generadores de la Tabla No. 1, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.
- b) Para los generadores de la Tabla No. 2, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente se liquidará con el promedio de precio de contratos regulados de centrales o unidades de generación en operación, correspondiente a esa tecnología vigentes a esa fecha.

6.3 DESPACHO PREFERENTE

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido la Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación.

Si el límite referido anteriormente se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a la condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

En el caso se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria por parte del Estado, para el fomento a la producción de energías renovables no convencionales, podrá haber un despacho preferente sobre el 6% y hasta el porcentaje máximo que se determine en esas políticas.

Los generadores hidroeléctricos que se acojan a esta Regulación tendrán un despacho obligatorio y preferente.

7. CONDICIONES OPERATIVAS

7.1 PUNTO DE ENTREGA Y MEDICIÓN

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

La red necesaria para conectarse al sistema de transmisión o distribución, deberá estar contemplada en los planes de expansión y transmisión.

El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la Regulación vigente sobre la materia.

7.2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes.

7.3 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

7.4 PREVISIÓN DE ENERGÍA A ENTREGARSE

Los generadores que están sujetos al despacho centralizado, deben comunicar al CENACE, la previsión de producción de energía horaria de cada día, dentro de los plazos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, a efectos de que el CENACE realice la programación diaria.

Los generadores que no están sujetos al despacho centralizado, deberán cumplir con lo establecido en el Art. 29 del Reglamento de Despacho y Operación.

8. LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en las Tablas Nos. 1 y 2 de la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a su demanda

Para el caso se supere el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado, con despacho preferente, el Estado asumirá el diferencial de costos (sobrecostos) entre el precio señalado en la presente Regulación y el valor medio del precio de contratos.

9. PRECIO DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL 2013

Para aquellos proyectos cuyos contratos se suscriban o por incremento de capacidad se modifiquen a partir del año 2013, el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía y su periodo de vigencia, los que serán aplicables únicamente para los casos antes señalados a partir de ese año y por un periodo de vigencia que el CONELEC lo definirá en esa fecha.

Para la revisión de los precios y fijación del plazo de vigencia, indicados en el párrafo inmediato anterior, el CONELEC realizará el estudio correspondiente basado en referencias internacionales de este tipo de energías, la realidad de precios del mercado eléctrico ecuatoriano o cualquier otro procedimiento que estime conveniente.

10. GENERADORES MENORES A 1 MW

Los generadores menores a 1 MW que se acojan a los precios preferentes de esta regulación no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro, de conformidad con la regulación respectiva, adicionalmente a los requisitos establecidos en ésta se deberá verificar que la potencia del Proyecto haga un uso óptimo del recurso. En dicho registro deberán constar los precios preferentes y el plazo de conformidad con los numerales 6.1 y 6.2 de la presente Regulación.

En caso estos generadores deban entregar su energía a una empresa distribuidora, ésta se liquidará a los precios de la regulación y serán facturados a la respectiva empresa distribuidora.

Los procesos de supervisión, revocatoria del registro y su actualización serán los establecidos en la Regulación relacionada con los registros de los generadores menores a 1 MW.

Para la operación de estas centrales deberán observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación en lo referente al envío de la información requerida por el Centro Nacional de Control de Energía. El sistema de medición comercial que se exija a estos generadores será el establecido en la Regulación del sistema de medición comercial para cargas menores a 650 kW.

11. SISTEMAS NO INCORPORADOS

Los precios fijados en esta Regulación, son también aplicables para el caso de Sistemas no incorporados al S.N.I.

La energía producida por este tipo de generadores y entregada a un sistema no incorporado, se considerará, para efectos de liquidación, como entregada al SNI y su sobrecosto se



distribuirá entre todos los participantes, con el procedimiento establecido en el numeral 8. El costo medio también deberá ser asumido por el sistema no incorporado.

Para efectos de las liquidaciones, el CENACE determinará, en conjunto con los generadores no convencionales y distribuidores que no se encuentren incorporados al SNI, el procedimiento necesario para efectuar la liquidación de la energía que entregan y reciben.

DISPOSICIÓN FINAL





La presente Regulación sustituye a la Regulación No. CONELEC - 009/06, la misma que queda derogada en todas sus partes.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 023/11 en sesión de 14 de abril de 2011.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

ANEXO 3

INFORMACIÓN INVERSOR MASTERVOLT XS200

				
Modelo	XS2000	XS3200	XS4300	XS6500
Número de artículo	131012000	131013200	131014300	131016500
GENERAL				
Temperatura de funcionamiento	-20 a 60 °C, potencia máxima hasta 45 °C de temperatura ambiente, caída -3%/°C por encima de 45 °C			
Humedad relativa	95% máx. – PCB con revestimiento anti humedad			
Grado de protección	IP44			
Grado de seguridad	clase I (armazón metálico con conexión a tierra)			
Aislamiento galvánico	sí (transformador de seguridad)			
Dimensiones (HxAxP)	545x356x145 mm	545x356x145 mm	545x356x145 mm	725x356x145 mm
Peso	10 kg	10 kg	10 kg	15 kg
Garantía	5 años			
ENTRADA SOLAR (CC)				
Gama de potencia fotovoltaica	1300 – 2000 Wp	2200 – 3300 Wp	2900 – 4350 Wp	4000 – 7000 Wp
Potencia nominal	1590 W CC	2650 W CC	3490 W CC	5265 W CC
Potencia máxima	1670 W CC	2780 W CC	3660 W CC	5525 W CC
Potencia inicial	5 W	7 W	7 W	10 W
Gama de tensión de funcionamiento	100 – 450 V CC	100 – 600 V CC	100 – 550 V CC	100 – 600 V CC
Gama de tensión MPP I)	145 – 360 V CC	180 – 480 V CC	230 – 440 V CC	180 – 480 V CC
Tensión máxima	450 V CC	600 V CC	550 V CC	600 V CC
Número de entradas	1	1	1	2 (independientes)
Corriente nominal	11 A	15 A	15 A	2x 15 A o 1x 30 A
Rastreador MPP	1 rastreador MPP	1 rastreador MPP	1 rastreador MPP	2 rastreadores MPP
Eficiencia MPP	99,9% (algoritmo Fraunhofer)			
Conectores CC	2 juegos de conectores MultiContact (4 mm)			
SALIDA DE REJILLA (CA)				
Tensión	230 V CA monofase (184 – 265 V, depende de país)			
Potencia nominal a 45 °C	1500 W	2500 W	3300 W	5000 W
Potencia máxima	1575 W	2625 W	3465 W	5250 W
Corriente nominal	8 A	13 A	15 A	25 A
Frecuencia	45 – 65 Hz, depende de país			
Factor de potencia	> 0,99 a máxima potencia			
Distorsión armónica (THD)	< 3% a máxima potencia			
Potencia espera	< 0,5 W			
Rendimiento europeo	94,4% a 300 V	94,3% a 400 V	94,6% a 370 V	94,5% a 400 V
Rendimiento máximo	95,7%	95,4%	95,6%	95,5%
Conectores CA	bloque de terminales 2,5 – 4 mm ²			
Fusible	fusible PCB interno			
SUPERVISION				
Interfaz de usuario	pantalla LCD integrada con retro-iluminación, 4 botones y un LED de diagnóstico. Todos los valores CA y CC, además de los mensajes de diagnóstico.			
Comunicación externa	2 conexiones RS485 protegidas contra sobrecargas. 2 conexiones MasterBus. Se pueden conectar un máx. de 20 unidades a 1 un registrador de datos Data Control Pro.			
NORMATIVAS DE SEGURIDAD				
General	aislamiento galvánico entre los lados de CC y CA mediante transformador de alta frecuencia (clase II)			
Protección contra	impedancia redundante, supervisión en ventanas de tensión y frecuencia; desconexión independiente por relé bipolar e interruptor funcionamiento en isla de estado sólido; conforme a VDE V 0126-1-1:2006			
Protección térmica	desactivación térmica a un exceso de temperatura interno			
Protección del lado de CC	• supervisión de la resistencia de aislamiento • detección de exceso de tensión • protección contra polaridad inversa • limitación de corriente • picos de tensión (varistor) • protección contra sobrecargas			
Protección del lado de CA	• limitación de corriente • protección contra CC de inyección • protección contra cortocircuito (fusible de cerámica) • supervisión de exceso y defecto de tensión y exceso y defecto de frecuencia • algoritmo anti-islanding activo			
Corriente de inyección CC	conforme a VDE 0126-1-1 / DK5940 / G83 / KSC8536			
NORMATIVAS Y DIRECTIVAS				
CE conformity	sí			
Seguridad eléctrica	EN 60950-1			
Req. de interfaz de Nacional Grid	conforme a VDE 0126-1-1 / DK5940 / RD1663-2000 / K SC 8536 / G83-1			

ANEXO 4

INFORMACIÓN PANEL FOTOVOLTAICO WD SUNTECH

STP250S - 20/Wd
STP245S - 20/Wd

SUNTECH
Solar powering a green future™

250 vatios

MÓDULO SOLAR MONOCRISTALINO

Características



Alta eficiencia de conversión

Hasta el 15,2%, gracias a una superior tecnología de célula y a una capacidad de fabricación líder



Tolerancia positiva

Tolerancia positiva garantizada de 0/+5% asegura la fiabilidad de la potencia de salida



Elevada resistencia al viento y a las cargas de nieve

El módulo entero ha sido certificado para soportar elevadas cargas de viento (3.800 Pascal) y cargas de nieve (5.400 Pascal) *



Efecto autolimpieza

La capa antirreflectante, hidrofóbica aumenta la absorción de la luz y reduce el polvo de la superficie



Excelente rendimiento con luz débil

Excelente rendimiento en entornos con poca luz (mañanas, tardes y días nublados)



Proceso de clasificación por intensidad de Suntech

Todos los módulos de Suntech están clasificados y empaquetados por amperaje, maximizando el rendimiento del sistema al reducir las pérdidas por desajustes hasta un 2%



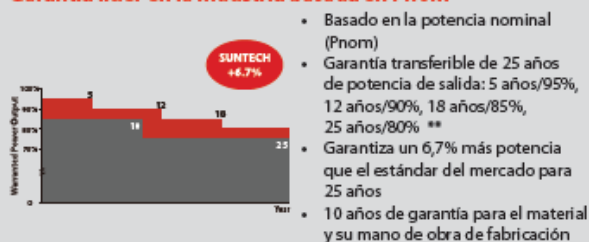
Certificaciones y estándares:
IEC 61215, IEC 61730, conformidad con CE



Confíe en Suntech para un rendimiento fiable a largo plazo

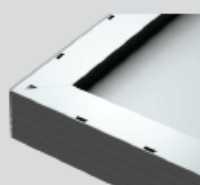
- Fabricante líder mundial de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino
- Capacidad de fabricación inigualable y tecnología a escala mundial
- Riguroso control de calidad que cumple los estándares internacionales más elevados: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 e ISO 17025:2005
- Probado para entorno adverso (pruebas de corrosión de ambiente salino y amoníaco: IEC 61701, DIN 50916: 1985 T2)

Garantía líder en la Industria basada en Pnom



* Consulte el manual de instalación de módulos estándar de Suntech para más detalles

** Consulte la garantía de producto de Suntech para más detalles



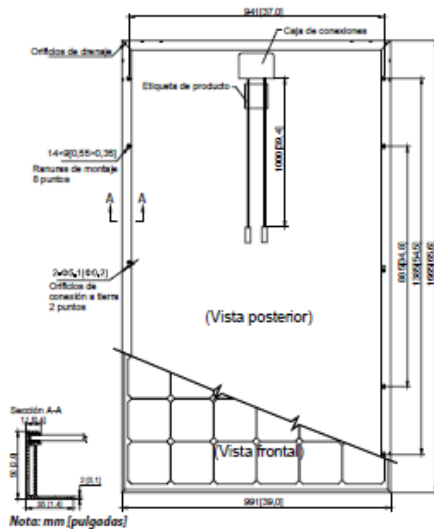
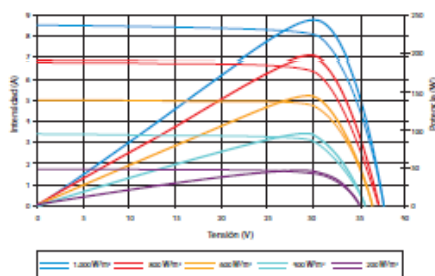
Diseño de marco superior

Perforaciones de drenaje especialmente diseñadas y una construcción rígida evitan que los marcos se deformen. Diseño de marco sin tornillos para durabilidad a largo plazo.



La caja de conexiones clase IP67 más moderna

Admite instalación en cualquier orientación. Los conectores de baja resistencia de alto rendimiento garantizan máxima salida de potencia del módulo para mayor producción de energía.

STP250S - 20/Wd
STP245S - 20/Wd

Curva de Intensidad-Tensión y Potencia-Tensión (245S-20)


Excelente rendimiento bajo condiciones de luz débil: con una intensidad de radiación de 200 W/m² (AM 1,5, 25 °C), se alcanza el 95,5% o más de la eficiencia bajo condiciones estándar STC (1.000 W/m²)

Características de temperatura

Temperatura Nominal de Operación de Célula (NOCT)	45±2°C
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0,45 %/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,34 %/°C
Coefficiente de temperatura de Isc	0,050 %/°C

Campo de Información para el distribuidor

Las especificaciones están sujetas a cambio sin previo aviso

Características eléctricas

STC	STP250S-20/Wd	STP245S-20/Wd
Tensión óptima de operación (Vmp)	30,7 V	30,5 V
Corriente óptima de operación (Imp)	8,15 A	8,04 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,4 V	37,3 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,63 A	8,52 A
Máxima potencia STC (Pmax)	250 W	245 W
Eficiencia del módulo	15,2%	14,8%
Temperatura de operación	-40 °C hasta +85 °C	
Tensión máxima de sistema	1.000 V DC (IEC) / 600 V DC (UL)	
Corriente máxima de fusible en serie	20 A	
Tolerancia de potencia	0/+5%	

STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura del módulo 25 °C, AM=1,5
 Simulador solar AAA mayor de su clase (IEC 60904-0) utilizado, tolerancia de medición de potencia: +/- 3%

NOCT	STP250S-20/Wd	STP245S-20/Wd
Máxima potencia NOCT (Pmax)	183 W	180 W
Tensión óptima de operación (Vmp)	27,9 V	27,8 V
Corriente óptima de operación (Imp)	6,55 A	6,46 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	34,4 V	34,3 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,96 A	6,89 A

NOCT: Irradiancia 800 W/m², temperatura ambiental 20 °C, AM=1,5, velocidad del viento 1 m/s
 Simulador solar AAA mayor de su clase (IEC 60904-0) utilizado, tolerancia de medición de potencia: +/- 3%

Características mecánicas

Célula solar	Monocristalino 156 x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 (6 x 10)
Dimensiones	1.665 x 991 x 50 mm (65,6 x 39,0 x 2,0 pulgadas)
Peso	19,8 kgs (43,7 lbs.)
Vidrio frontal	Vidrio templado de 3,2 mm (0,13 pulgadas)
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clase IP67
	TUV (2Pfg 1169:2007), UL 4703, UL 44
Cables de salida	4,0 mm² (0,006 pulgadas²), longitudes simétricas (-) 1000 mm (39,4 pulgadas) y (+) 1000 mm (39,4 pulgadas)
Conectores	Conectores de cierre por torsión RADOX® SOLAR integrados

Configuración de embalaje

Contenedor	20' GP	40' HC
Unidades por palet	21	21
Palets por contenedor	6	28
Unidades por contenedor	126	588

ANEXO 5

INFORMACIÓN TÉCNICA CATALOGO EXSHELLENT

exshellent SOLAR

CABLES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN HUERTAS SOLARES Y TEJADOS.

Los cables **Exshellent Solar ZZ-F (AS)** y **XZ1FA3Z-K (AS)** han sido diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Con los cables **Exshellent Solar** conseguirá la máxima eficiencia de sus instalaciones, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de su instalación.

CARACTERÍSTICAS OBLIGATORIAS

RESISTENCIA A LA INTEMPERIE



TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR:
120° C⁽¹⁾
IEC 60216



RESISTENCIA A TEMPERATURAS EXTREMAS
Mínima: -40°C
IEC 60811-1-4



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETAS (UV)
UL 1581



RESISTENCIA AL OZONO
IEC 60811-2-1



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA
IEC 60811-1-3

VIDA ÚTIL



VIDA ÚTIL 30 AÑOS
IEC 60216

RESISTENCIA MECÁNICA



RESISTENCIA AL IMPACTO
IEC 60811-1-4



RESISTENCIA A LA ABRASIÓN
EN 50305



RESISTENCIA AL DESGARRO
IEC 61034-2

ECOLÓGICO - ALTA SEGURIDAD (AS)



ECOLÓGICO



LIBRE DE HALÓGENOS
IEC 60754-1



BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
IEC EN 61034-2



NO PROPAGADOR DEL INCENDIO
IEC 60332-3

(1) Hasta 20.000 horas de funcionamiento [IEC 60216-1]

exZhelent SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

PANELES FOTOVOLTAICOS

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
 Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Norma: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007



Ecológico

SERVICIO MÓVIL



Código	Sección	Color	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Caída de tensión en DC
	mm ²	[*]	mm ²	kg/km	mm ²	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm²

(*) Posibilidad de suministrar con cubierta ■

(1) Al aire, a 60 °C Según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

exZhelent SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC

GC EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre Clase 5 para servicio fijo [-k]
Aislamiento: Polietileno Reticulado XLPE (X)
Asiento de Armadura: Poliolefina libre de halógenos (Z1)
Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3)
Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
Norma: AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



SERVICIO FIJO



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Min. Curvatura	Intensidad al Aire (1)	Intensidad Enterrado (2)	Caída tensión en DC
	mm ²	mm ²	kg/km	mm ²	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

(1) Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados

(2) Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D

ANEXO 6

INFORMACIÓN GRADO DE PROTECCION IP

Definición del grado/índice de protección acorde a DIN EN IEC60529

Los niveles de protección están indicados por un código compuesto por dos letras constantes “IP” y dos números que indican el grado de protección. Por ejemplo: IP54.

Ejemplo: Código IP **65**

- └─ Primer Índice: ── Protección contra el ingreso de cuerpos sólidos.
- └─ Segundo Índice ── Protección contra líquidos.

Grado de protección contra la introducción de cuerpos sólidos			Grado de protección al agua		
Primer Índice	Descripción	Alcance de la protección	Segundo Índice	Descripción	Alcance de la Protección
0	Sin protección	Sin especial protección para personas contra un contacto directo de piezas móviles internas y las externas con vida. Sin protección a los equipamientos contra el ingreso de objetos sólidos externos.	0	Sin protección	Sin ninguna protección especial
1	Protección contra los cuerpos sólidos grandes	Protección contra el contacto accidental de grandes áreas con vida y partes interiores con movimiento, por ejemplo: la parte posterior de la mano. Pero sin protección contra el acceso deliberado del mismo. Protección contra el ingreso de objetos sólidos con un diámetro mayor que 50 mm.	1	Protección contra el goteo de agua vertical (condensación)	La caída vertical de gotas de agua no debe causar daños
2	Protección contra los cuerpos sólidos medianos	Protección contra el contacto entre los dedos y las partes interiores móviles. Protección contra el ingreso de objetos sólidos con un diámetro mayor a 12,5mm.	2	Protección contra el goteo de agua inclinada verticalmente	La caída de gotas de agua con hasta un ángulo de 15° de la vertical desde cualquier dirección, no debe causar daño.
3	Protección contra los cuerpos sólidos pequeños	Protección contra el contacto entre las piezas móviles internas y herramientas, cables, hilos... con un espesor mayor a 2,5mm. Protección contra el ingreso de objetos sólidos con un diámetro mayor a 2,5mm.	3	Protección contra agua en spray	La caída de gotas de agua con hasta un ángulo de 60° de la vertical desde cualquier dirección, no debe causar daño. (lluvia)
4	Protección contra los cuerpos sólidos muy pequeños (granulados)	Protección contra el contacto entre las piezas móviles interiores y herramientas, cables, hilos... con un espesor mayor a 1mm. Protección contra el ingreso de objetos sólidos con un diámetro mayor a 1mm.	4	Protección contra las salpicaduras de agua	Las salpicaduras de agua desde cualquier dirección, no deben de causar daños al interior.
			5	Protección contra chorros de agua de cualquier dirección con manguera	Los chorros de agua producidos con manguera y desde cualquier dirección, no deben de causar daño al interior.
			6	Protección contra inundaciones	La cantidad de agua que se introduzca, en casos de inundación esporádica o temporal, no debe dañar el interior, por ejemplo, los golpes de mar.
			7	Protección contra la inmersión temporal	La cantidad de agua que se introduzca, en caso de sumergir el equipamiento en específicas condiciones de presión entre 1 y 30 minutos, no debe dañar las piezas internas del mismo.

5	Protección contra los residuos de polvo	Protección contra el contacto entre las piezas móviles interiores y el ingreso de polvo. El ingreso no se previene completamente, pero el polvo no puede penetrar en tales cantidades que puedan afectar al funcionamiento correcto del mismo.	8	Protección durante inmersión continua	El agua que se pueda introducir, si sumergimos el equipamiento al menos con 2 horas y con una presión de 2 bares (para los racores HelaGuard IP68 No Metálicos) y de 5 horas y con una presión de 5 bares (para los racores HelaGuard IP68 Metálicos), no deben producir daño en el interior.
6	Protección total contra la penetración de cualquier cuerpo sólido (estanqueidad)	Protección total contra el contacto de las piezas móviles interiores. Protección contra cualquier ingreso de polvo.	9k	Protección contra la introducción de agua usando pistolas de limpieza de alta presión	El agua que se introduzca en el interior, producida al utilizar pistolas de limpieza con agua de alta presión, no deben causar daño interior.



ANEXO 7

⁴⁴MODELO DE CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ENTRE EL GENERADOR QUE PRODUCE ENERGÍA CON RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Comparecen a la celebración del presente contrato: **POR UNA PARTE:** El representante de la empresa distribuidora, quién en adelante se denominará **LA DEMANDA**, representada en este acto por el señor(a)..... **POR OTRA PARTE:** el **GENERADOR NO CONVENCIONAL**, representado en este acto por.....en su calidad de representante legal, que en lo posterior se denominará **EL GENERADOR**, quienes libre y voluntariamente acuerdan firmar el presente Contrato de Compraventa de Energía, de conformidad con las cláusulas siguientes:

CLÁUSULA PRIMERA: ANTECEDENTES.-

1. El CONELEC mediante Resolución No. 023/11 de 14 de abril de 2011, expidió la Regulación No. CONELEC 004/11 "Tratamiento para la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales", en la que se establecen las condiciones para que los generadores que, cumpliendo los requisitos, puedan acogerse a las condiciones preferentes establecidas en la misma;
2. El CONELEC mediante Resolución No. 017/12 de 12 de enero de 2012, expidió la Reforma a la Regulación No. CONELEC 004/11 "Tratamiento para la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales", en la cual se calificaron a las energías solar termoeléctrica y de corrientes marina para que puedan participar en el esquema preferente;
3. Mediante Resolución No. 023/12 de 15 de marzo de 2012, el CONELEC aprobó la reforma de la Regulación No. 004/11 "Tratamiento para la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales".
4. En el Título Habilitante suscrito el... de de...., entre el CONELEC y el **GENERADOR**, se autorizó su participación para que pueda generar energía eléctrica y, se establecieron las condiciones para su comercialización, de conformidad con lo dispuesto en la Regulación No. CONELEC 004/11 y sus reformas.
5. En el Título Habilitante antes citado, el CONELEC autorizó la instalación de un generador no convencional que utiliza como recurso, con una potencia nominal de.....MW y, con una producción mensual estimada de..... MWh y cuyo factor de planta estimado es de.....

⁴⁴ Tomado y acoplado de la **RESOLUCIÓN No. 023/12** aprobada por el Directorio del CONELEC, en sesión de 15 de marzo de 2012.



6. Mediante Mandato otorgado el, ante el Notario No....del Cantón....., las empresas distribuidoras nombraron como representante de la demanda a, quien está debidamente autorizado para ejercer su representación en la suscripción de los contratos de compraventa de energía eléctrica.

CLAUSULA SEGUNDA: DOCUMENTOS DEL CONTRATO.-

Forman parte del presente Contrato los documentos siguientes:

- Calidad de los comparecientes y su capacidad para celebrarlo.
- Título Habilitante suscrito entre el CONELEC y el GENERADOR NO CONVENCIONAL.

CLÁUSULA TERCERA: OBJETO.-

El Objeto del presente contrato es: 1) Establecer las condiciones comerciales generales para la compraventa de energía eléctrica entre el **GENERADOR** y la **EMPRESA DISTRIBUIDORA** y, 2) Establecer la obligación que tiene **EMPRESA DISTRIBUIDORA** de comprar toda la energía producida por el **GENERADOR**.

CLÁUSULA CUARTA: CONDICIONES ESPECIALES DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA.-

a. Despacho Preferente

La Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, debe despachar toda la energía producida por el **GENERADOR** en cumplimiento de las disposiciones de la normativa jurídica vigente.

b. Precios Preferentes

El CENACE, en sus procesos de liquidación diaria y mensual de las transacciones del mercado eléctrico ecuatoriano, para la valoración de la energía producida por el **GENERADOR** debe aplicar el precio de [.....] cUSD/kWh a la energía generada, de conformidad con lo establecido en la Regulación No. CONELEC 004/11, sus reformas y codificación. No se considerará en la liquidación una remuneración por potencia al **GENERADOR**.

Las condiciones de despacho preferente y precios determinados estarán vigentes durante el plazo establecido para el presente contrato, en la forma estipulada en la Cláusula Sexta de este instrumento.

CLÁUSULA QUINTA: FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA.-



EL GENERADOR, acorde con la información de liquidación emitida por el CENACE, emitirá las respectivas facturas comerciales a la **DEMANDA**, considerando las disposiciones de este Contrato y las condiciones establecidas en la normativa jurídica vigente que rige al Sector Eléctrico Ecuatoriano.

CLÁUSULA SEXTA: PLAZO.-

El plazo del presente contrato es de quince (15) años, contado a partir de, fecha en la que se suscribió el Título Habilitante entre el CONELEC y el **GENERADOR**.

Este contrato estará vigente mientras el **GENERADOR** se encuentre legalmente autorizado a realizar la actividad de generación, es decir mientras se encuentre vigente el Título Ejecutivo suscrito con el CONELEC.

CLÁUSULA SÉPTIMA: DOMICILIO DE LAS PARTES.-

Para los efectos del presente Contrato, las partes convienen en señalar su domicilio en....

LA DEMANDA: (LA EMPRESA DISTRIBUIDORA)

Dirección.....

Teléfono.....

Correo Electrónico.....

EL GENERADOR:

Dirección.....

Teléfono.....

Correo Electrónico.....

CLÁUSULA OCTAVA: FORMA DE PAGO.-

LA DEMANDA, se compromete al pago de la totalidad de la factura mensual emitida por el **GENERADOR**. Para asegurar el pago de los valores facturados por el **GENERADOR** a la **DEMANDA**, serán utilizados los mecanismos de pago generalmente utilizados y aceptados en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 37 del "Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado eléctrico Mayorista", los cuales deben permitir cumplir de forma cabal y oportuna con las obligaciones adquiridas. Para el efecto la **DEMANDA** realizará las gestiones necesarias que permitan el cumplimiento de estas obligaciones.

CLÁUSULA NOVENA: CONTROVERSIAS.-

Toda controversia o divergencia resultante de este Contrato o relacionado con su cumplimiento, será resuelto mediante el procedimiento alternativo de mediación y arbitraje, administrado y en derecho, con sujeción a la Ley de Arbitraje y Mediación del Ecuador, de su Reglamento de Aplicación y del Reglamento del Centro de Arbitraje....., con expresa renuncia a cualquier otra jurisdicción nacional o internacional, pública o privada, aún en caso de corresponder.

Las PARTES se regirán por las reglas siguientes:

De surgir una controversia o divergencia, éstas intentarán resolverla de manera amigable en un plazo no mayor a quince (15) días.

De no ser posible una solución a ese nivel, se someterá tal controversia o divergencia al mecanismo de mediación, del Centro de Mediación de la Procuraduría General del Estado.

De persistir la controversia, ésta se someterá al mecanismo de arbitraje, bajo las normas de la Ley antes referida y de aquellas establecidas en el Reglamento del Centro de Arbitraje ya señalado, además, se observará:

1. El arbitraje será en derecho;
2. El número de árbitros será de tres (3); los cuales serán designados de la siguiente manera: Cada una de las PARTES designará a un árbitro y el tercero será designado de común acuerdo por los árbitros ya designados y éste presidirá el Tribunal Arbitral. En caso de que una de las PARTES no designe su árbitro en el plazo de quince (15) días, contado a partir de la fecha en que la otra PARTE notifique su intención de acogerse a esta Cláusula, el árbitro será designado por el invocado Centro de Arbitraje, de conformidad con las disposiciones establecidas en el Reglamento de Funcionamiento de dicho centro para la designación de árbitros.

Igual procedimiento se aplicará en el caso de que los dos árbitros no designen en el mismo plazo al tercer árbitro. El nombramiento de árbitros sustitutos por ausencia de los titulares, seguirá el mismo procedimiento establecido en esta Cláusula;

3. La sede del arbitraje será en la ciudad de.....;
4. El idioma a utilizarse en el proceso de arbitraje será el castellano; y,
5. El procedimiento a observar será exclusivamente el que resulta de la aplicación de la Ley de Arbitraje y Mediación del Ecuador y, de su Reglamento de Aplicación, del Reglamento del Tribunal de Arbitraje de..... y el Derecho Sustancial será el que rige en la República del Ecuador.

Por efectos de la presente Cláusula, las Partes expresamente renuncian al derecho a someter la resolución de cualquier controversia a través de la jurisdicción ordinaria.



CLÁUSULA DÉCIMA: ACEPTACIÓN DE LAS PARTES.-

Libre y voluntariamente, las partes declaran expresamente su aceptación del contenido de las cláusulas que anteceden, a cuyas estipulaciones se someten.

Para constancia y fe de aceptación, los comparecientes firman en unidad de acto, en un original y en....Copias de igual tenor y valor, en la ciudad de...., a los...días del mes de.....de 201...

LA DEMANDA

EL GENERADOR